



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

BR/GPL/15
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

**AS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCHS) E O PLANEJAMENTO DO
SISTEMA DE TRANSMISSÃO DOS ESTADOS DO PARANÁ E SANTA CATARINA**

Thiago Martins(*)

Jurema Ludwig

Marcos Farinha

Thiago Masseran

Empresa de Pesquisa Energética

RESUMO

Este artigo trata das dificuldades encontradas em estudos de planejamento da transmissão que visam ao atendimento do mercado em regiões com potencial de PCHs elevado. Como essa fonte tem se voltado quase que exclusivamente para o mercado livre, torna-se muito difícil efetuar os estudos considerando simultaneamente perspectivas de mercado e de geração, tal qual preconizado nos critérios do setor, tendo em vista as incertezas quanto ao cronograma de entrada em operação desse potencial. O artigo descreve a metodologia adotada pela EPE no planejamento do sistema da região oeste/sudoeste do Paraná e da região oeste de Santa Catarina, ambas caracterizadas por um potencial significativo de PCHs, e apresenta os resultados obtidos nesses estudos.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento do sistema de transmissão, pequenas centrais hidrelétricas.

1.0 - INTRODUÇÃO

Os estudos de planejamento da transmissão coordenados pela EPE são realizados com base nos casos de trabalho do Plano Decenal. Esses casos sintetizam a evolução física do sistema elétrico brasileiro de acordo com o plano de obras dos estudos já finalizados e contemplam ainda uma projeção do crescimento do mercado e do parque gerador de cada unidade federativa ao longo do ciclo decenal. Complementarmente, no início de cada estudo, a EPE solicita que a concessionária de distribuição atuante na região envolvida atualize os casos de trabalho com informações mais recentes a respeito da configuração, carga e geração locais para torná-los mais consistentes.

Nesse processo, a distribuidora costuma representar nos casos todas as usinas potenciais já mapeadas na área do estudo, de modo a estabelecer cenários mais críticos do ponto de vista do escoamento da energia dentro do seu sistema. Cumpre notar que a maior parte dessas usinas corresponde a fontes alternativas de pequeno porte (menores que 30 MW), que são conhecidas apenas quando os proprietários dos projetos realizam consultas de acesso à rede de distribuição, o que não significa necessariamente uma intenção de entrada em operação no curto e médio prazos (horizonte de 10 anos). Por esse motivo, inclusive, esse potencial normalmente não é representado nos casos regulares do Plano Decenal.

(*) Avenida Rio Branco, n° 1 – 11° andar – CEP 20.090-003 Rio de Janeiro, RJ, – Brasil
Tel: (+55 21) 3512-3271 – Fax: (+55 21) 3512-3199 – Email: thiago.martins@epe.gov.br

Durante muito tempo, a incorporação das usinas potenciais aos estudos de planejamento da transmissão não trouxe impactos significativos à Rede Básica devido à ordem de grandeza dos montantes envolvidos, típicos de geração distribuída, onde a geração se restringe ao suprimento da carga local. Porém, na conjuntura atual, com a proliferação crescente das fontes alternativas incentivadas por subsídios do governo, os montantes mapeados passaram a ser muito maiores que a carga local, acarretando a necessidade de definição de obras de transmissão para viabilizar o escoamento dessa energia potencial.

Essa situação representa um problema para o planejador tendo em vista as incertezas relacionadas à concretização efetiva dos potenciais energéticos, como é o caso principalmente das PCHs, que não vêm apresentando competitividade frente a outras fontes em leilões de energia recentes. O presente artigo aborda essa questão e descreve uma metodologia alternativa para contornar esse problema, trazendo a experiência vivenciada pela EPE ao longo dos estudos de planejamento do sistema elétrico da região oeste/sudoeste do estado do Paraná e da região oeste do estado de Santa Catarina, ambas caracterizadas por um potencial significativo de PCHs.

2.0 - DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

Conforme preconizado no documento de critérios do CCPE, os estudos de planejamento de sistemas de transmissão consistem, basicamente, em comparações entre duas ou mais alternativas formuladas previamente. Essas comparações são, fundamentalmente, de duas naturezas:

- De natureza técnica, ou seja, no que tange ao desempenho das alternativas sob o ponto de vista elétrico, devendo-se atender simultaneamente às perspectivas de mercado e às de geração do sistema.
- De natureza econômica, ou seja, no que tange ao custo e benefício das alternativas, devendo-se considerar o valor agregado de investimento e das perdas elétricas de cada configuração.

Ao longo do ano de 2011, a EPE realizou estudos de planejamento na região oeste/sudoeste do estado do Paraná e na região oeste do estado de Santa Catarina, visando ao atendimento elétrico aos sistemas de distribuição de propriedade das empresas COPEL-D e CELESC dentro dos requisitos de qualidade e confiabilidade requeridos no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Logo nas primeiras reuniões desses estudos, as distribuidoras citadas sinalizaram, além de problemas para o atendimento ao mercado local, a existência de um potencial energético significativo constituído principalmente a partir de PCHs. As tabelas abaixo indicam a ordem de grandeza dos montantes nas áreas de influência dessas regiões, sendo divididos por: usinas existentes (informações da época do estudo); usinas com ponto de acesso liberado no sistema de distribuição (consideradas firmes pelas distribuidoras); e potencial futuro.

Tabela 1 – Montantes informados pela COPEL-D

Usinas na Rede COPEL-D	Potência (MW)
Existentes	310
Acesso liberado	170
Potencial futuro	680
TOTAL	1.160

Tabela 2 – Montantes informados pela CELESC

Usinas na Rede CELESC	Potência (MW)
Existentes	403
Acesso liberado	193
Potencial futuro	1.198
TOTAL	1.794

Como pode ser visto, o potencial futuro de PCHs dos estados do Paraná e Santa Catarina chega a 680 MW e 1.198 MW, respectivamente, havendo a expectativa do esgotamento do sistema da COPEL-D e da CELESC quando da integração dos montantes envolvidos com a rede de distribuição. Esse fato motivou essas empresas a condicionarem o parecer de acesso da maioria dos empreendimentos futuros à implantação de reforços estruturais no sistema de transmissão local.

Nesse momento, há de se destacar que, na conjuntura atual, as PCHs têm participado de forma muito discreta no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), caracterizado por leilões de energia nova (reserva, A-3 e A-5), devido à sua falta de competitividade frente a outras fontes alternativas. Dessa forma, esse tipo de fonte tem se voltado quase que exclusivamente para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Essa situação representa uma dificuldade para o planejador. Ao contrário do mercado regulado, que é regido por contratos de longo prazo e com data de início de entrega de energia bem definida por meio de editais, o mercado livre caracteriza-se por contratos bilaterais e de curto prazo, com vigência determinada conforme as estratégias comerciais de cada agente, o que representa uma grande incerteza para o estabelecimento do cronograma de entrada em operação dos empreendimentos e, até mesmo, para a sua própria concretização.

Nessas condições, torna-se muito difícil escalonar e recomendar um plano de obras capaz de propiciar a transmissão da energia prevista sem ferir o critério do mínimo custo global no qual se baseia o setor elétrico brasileiro, pois as incertezas associadas à concretização das usinas podem levar à definição e à recomendação de reforços estruturais sem que os empreendimentos que determinaram o seu planejamento se concretizem. Além disso, pode-se provocar a desotimização do plano de obras necessário para o atendimento ao mercado da distribuidora uma vez que, como as alternativas dos estudos de planejamento devem atender simultaneamente às perspectivas de mercado e de geração do sistema, os requisitos necessários para o escoamento desse potencial, muito maior que a carga local, podem polarizar a definição das obras das alternativas.

Em contrapartida, apesar de todas as incertezas relacionadas à concretização da geração potencial, não se pode deixar de avaliar os impactos relacionados à sua integração ao sistema, nem de identificar o porte das obras necessárias para o escoamento da energia prevista, visto que eventuais alterações na regulamentação vigente podem afetar diretamente a dinâmica do setor, e acarretar a entrada em operação de boa parte dos potenciais já no curto prazo.

3.0 - METODOLOGIA ADOTADA

3.1 Visão Geral

Com base nas considerações acima, a EPE estabeleceu uma metodologia para balizar o planejamento da região oeste/sudoeste do Paraná e oeste de Santa Catarina, ambas caracterizadas por um potencial significativo de PCHs. No sentido de privilegiar as análises de atendimento ao mercado regional, que possui uma probabilidade muito maior de se concretizar, e isolar a influência dos potenciais futuros de PCHs para uma análise específica, face às incertezas relacionadas à concretização das usinas previstas no curto e médio prazo, esses estudos foram conduzidos em duas etapas sequenciais.

A primeira etapa focou na análise e na recomendação de um plano de obras para essas regiões visando exclusivamente ao suprimento do mercado da COPEL-D e da CELESC dentro dos requisitos de qualidade e confiabilidade requeridos no SIN, como ocorre em um estudo de planejamento convencional. Destaca-se que essas análises foram efetuadas considerando-se todo o horizonte do Plano Decenal 2020, vigente à época dos estudos, tal qual preconizado nos documentos de critérios do CCPE. As avaliações contemplaram apenas as usinas das Tabelas 1 e 2 consideradas existentes ou com ponto de acesso assegurado na rede de distribuição (considerados firmes por essas distribuidoras).

Por sua vez, a segunda etapa focou na identificação de pontos de conexão e reforços sistêmicos referenciais para a integração do potencial significativo de PCHs dessas regiões, já considerando o plano de obras recomendado na primeira etapa do estudo. Devido às incertezas para a concretização das usinas, as análises foram realizadas somente sobre o ano horizonte do Plano Decenal adotado (2020). Por esse motivo, as obras identificadas não foram recomendadas, ficando de ser avaliadas com maiores detalhes e recomendadas em um estudo posterior, quando houvesse a sinalização de garantias de entrada em operação no curto e médio prazos por parte dos agentes de geração envolvidos. Atualmente, a única forma de garantia é a participação das usinas no Ambiente de Contratação Regulado (leilões de energia).

Vale observar que a abordagem apresentada aqui difere da prática usual de planejamento descrita anteriormente, que promove a expansão do sistema a partir de análises simultâneas, envolvendo tanto as perspectivas do mercado quanto as da geração. Nesse caso particular, a prática usual, além de dificultar a identificação das obras necessárias apenas para o escoamento da energia potencial, desotimizaria o plano de obras necessário para o atendimento ao mercado da COPEL-D e CELESC, que são firmes.

3.2 Subestações Compartilhadas

Ao longo das análises da segunda etapa dos estudos, foram identificados, em um primeiro momento, os montantes de geração previstos nas regiões de interesse com conexão viável nos sistemas da COPEL-D e da CELESC. Para tanto, foi realizado o diagnóstico da rede considerando preliminarmente toda a geração potencial (680 MW no caso da COPEL-D e 1.198 MW no caso da CELESC) conectada à rede de distribuição, em tensões de até 138 kV.

Para solucionar os problemas encontrados, essencialmente relacionados a sobrecargas no sistema de distribuição, foi verificada a necessidade de alocar parte da geração prevista em pontos de Rede Básica próximos às usinas, que tivessem espaço e folga para o escoamento da energia prevista. Em função da proximidade entre os empreendimentos e, no sentido de otimizar o uso de entradas de linhas nas subestações existentes, foi estabelecido um conjunto de subestações compartilhadas de geração em 230 kV para coletar o potencial de cada área. A Figura 1 a seguir ilustra esse esquema.

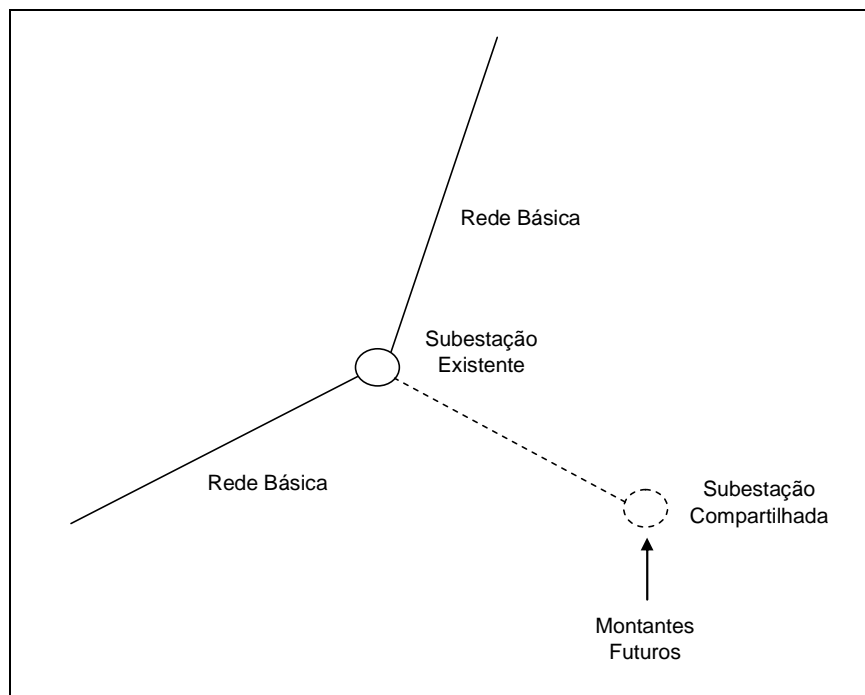


FIGURA 1 – Subestação compartilhada (SEC)

Ressalta-se que, apesar das semelhanças aparentes, as subestações compartilhadas não podem ser classificadas como de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG), visto que esse conceito está intimamente relacionado aos leilões de energia. Portanto, as usinas acessantes ficariam, a priori, inteiramente responsáveis pela construção das novas instalações, caso essas obras fossem recomendadas. A constituição das subestações compartilhadas foi baseada nas considerações dos itens abaixo.

- Localização a uma distância máxima de 40 km em relação às usinas agrupadas;
- Mínimo de duas usinas;
- Alocação de usinas que, por sua potência e/ou localização, tem maior influência nos pontos de carregamento mais críticos do sistema;
- Efetiva contribuição para eliminar as restrições atuais na rede de distribuição e dar folga suficiente para possibilitar a conexão de novas usinas de pequeno porte na região;
- Alocação preferencial de usinas com potência inferior a 2 MW na rede de distribuição.

4.0 - RESULTADOS OBTIDOS

Como resultado do processo descrito no capítulo anterior, foi vislumbrada uma subestação compartilhada no Paraná, vinculada a cerca de 200 MW de geração, e seis subestações compartilhadas em Santa Catarina, vinculadas a aproximadamente 700 MW de geração. A implantação dessas subestações solucionou todos os problemas encontrados anteriormente quando do diagnóstico da rede.

Cumprir notar que a diferença na quantidade de subestações compartilhadas vislumbradas para os estados do Paraná e Santa Catarina ocorre devido ao fato de que, no caso do Paraná, o potencial de PCHs está muito concentrado em uma determinada região, ao passo que, em Santa Catarina, os montantes estão mais pulverizados.

As tabelas abaixo trazem um breve resumo sobre as subestações compartilhadas identificadas nos estudos da região oeste/sudoeste do Paraná e da região oeste de Santa Catarina. Em seguida, as Figuras 2 e 3 ilustram o esquema de integração de algumas dessas subestações compartilhadas ao SIN.

Tabela 3 – Subestação compartilhada no Paraná

Subestação Compartilhada	Potência (MW)	Ponto de Conexão
Palmas	204	SE 230 kV Areia

Tabela 4 – Subestações compartilhadas em Santa Catarina

Subestação Compartilhada	Potência (MW)	Ponto de Conexão
Passos Maia	86	SE 230 KV Abdon Batista
Ipumirim	168	SE 230 KV Abdon Batista
São Lourenço	60	SE 230 kV Pato Branco
Águas Frias	168	SE 230 kV Pilarzinho
Capão Alto	79	SE 230 KV Abdon Batista
São Joaquim	155	SE 230 kV Forquilha

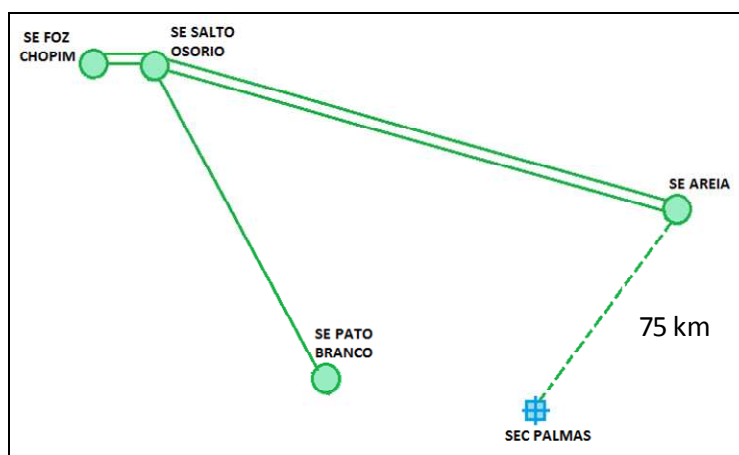


FIGURA 2 – SEC Palmas (Paraná)

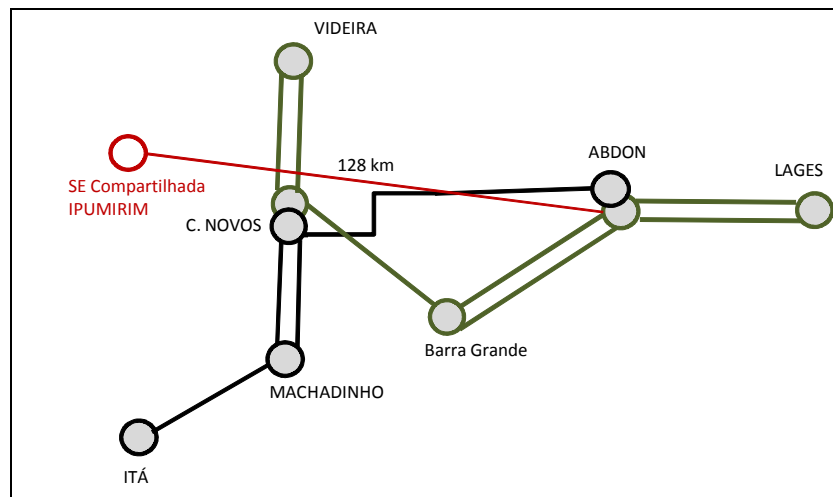


FIGURA 3 – SEC Ipumirim (Santa Catarina)

5.0 - CONCLUSÃO

Esse artigo discutiu as dificuldades enfrentadas nos estudos de planejamento da transmissão que visam ao atendimento do mercado em regiões com grande potencial de usinas a partir de fontes alternativas, principalmente PCHs, que não vêm apresentando atratividade frente a outras fontes nos últimos leilões de energia. Esse problema foi vivenciado pela EPE no planejamento do sistema elétrico da região oeste/sudoeste do Paraná e da região oeste de Santa Catarina, quando foi adotada uma metodologia alternativa para contornar essas dificuldades.

Cumprir notar que as incertezas quanto à concretização das usinas potenciais podem levar à definição e à recomendação de reforços estruturais sem que os empreendimentos que determinaram o seu planejamento se concretizem. Além disso, pode-se desotimizar o plano de obras necessário para o atendimento ao mercado local, visto que as alternativas de um estudo de planejamento devem atender simultaneamente às perspectivas de mercado e de geração do sistema, e os requisitos necessários para o escoamento desse potencial, em geral muito maiores do que os da carga local, podem influenciar na definição das obras das alternativas.

Ao mesmo tempo, é importante que não se deixe de avaliar os impactos relacionados à integração desse potencial energético ao sistema e que se identifique o porte das obras necessárias para o escoamento da energia prevista, visto que eventuais alterações na regulamentação vigente podem afetar diretamente a dinâmica do setor e acarretar a entrada em operação de boa parte dos potenciais já no curto prazo.

Com base nessas considerações, a EPE estabeleceu uma metodologia para balizar o planejamento regional dos estados do Paraná e Santa Catarina, privilegiando as análises de atendimento ao mercado regional e isolando os potenciais futuros de PCHs para uma análise específica, face às incertezas relacionadas à concretização das usinas previstas no curto e médio prazos. Dessa forma, os estudos foram conduzidos em duas etapas sequenciais e contemplaram, na segunda etapa, subestações compartilhadas para o acesso de parte da geração potencial à Rede Básica. Apesar das semelhanças, essas subestações não correspondem às ICGs, que são vinculadas aos leilões de energia.

Como resultado do processo acima, foi vislumbrada uma subestação compartilhada no Paraná, vinculada a cerca de 200 MW de geração, e seis subestações compartilhadas em Santa Catarina, vinculadas a aproximadamente 700 MW de geração. A implantação dessas subestações solucionou todos os problemas encontrados durante o diagnóstico da rede.

Por fim, ressalta-se que a metodologia adotada pela EPE no planejamento do sistema elétrico da região oeste/sudoeste do Paraná e da região oeste de Santa Catarina se mostrou interessante mesmo diferindo da prática usual de planejamento, que promove a expansão do sistema a partir de análises simultâneas envolvendo tanto as perspectivas do mercado quanto as da geração, pois permitiu que as incertezas relacionadas à concretização das PCHs potenciais dessas regiões não acarretassem obras indevidas para a Rede Básica nem impactassem a definição do plano de obras necessário para o atendimento ao sistema da COPEL-D e da CELESC.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) CCPE. Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, novembro de 2002. Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão – Volume 2.
- (2) EPE. Empresa de Pesquisa Energética, abril de 2013. *Estudo de Atendimento ao Estado do Paraná – Região Oeste e Sudoeste (EPE-DEE-RE-013/2013-rev0)*.
- (3) EPE. Empresa de Pesquisa Energética, agosto de 2012. *Estudo de Atendimento ao Estado de Santa Catarina – Região Oeste (EPE-DEE-RE-031/2012-rev1)*.