

INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA

Isolamento sai mais caro

Falta de acordos com países vizinhos desperdiça benefício de US\$ 1,2 bilhão por ano

JÚLIO SANTOS

Interconexões do Peru e da Bolívia com o Brasil são bons casos de sinergia e economia de escala possíveis com a integração energética entre os países da América do Sul. Com investimentos estimados em US\$ 3 bilhões, trariam um benefício operacional de US\$ 440 milhões anuais, para transportar 3 mil MW, por meio de linhas de transmissão em 500 kV. Só que os dois projetos, cuja entrada em operação é prevista para 2015, estão na estaca zero.

Somados a apenas três outros projetos de integração com participação brasileira – um que entrou em 2010, outro este ano e um terceiro que deve entrar em 2014 –, o resultado operacional subiria para quase US\$ 1,2 bilhão por ano. Esses dados fazem parte de estudo elaborado pelas consultorias PSR, do Brasil; ME Consultores, da Argentina; e Synex, do Chile, e publicado pela Comissão de Integração Energética Regional (CIER) e pelo Banco de Desenvolvimento da América Latina

(CAF) em junho de 2012. O trabalho listou 12 iniciativas vitais para a integração na América do Sul, Central e Caribe, com investimentos estimados em US\$ 5 bilhões.

Um ano e meio depois, porém, muito pouco aconteceu, revelando um forte descompasso entre os governos para estabelecer políticas sólidas de intercâmbio energético. Ou mesmo falta de interesse por conta dos jogos geopolíticos e diplomáticos que imperam na região, dou-

rados pelas frágeis democracias e economias de mercado.

O potencial de geração hidrelétrica na região, sem contar México e Venezuela, chega a 600 GW – quatro vezes mais que os 150 GW que o Brasil imagina explorar, dos 260 GW ainda existentes no país. Ou seja, o país poderia ter acesso a um bloco substancial de energia num momento em que começa a dividir o esgotamento de seu potencial hidrelétrico, previsto para ocorrer entre 2025 e 2030 – isso, claro, se os ambientalistas deixarem. “Está na hora de fazer a integração na região”, avalia Hermes Chipp, diretor geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que também integra a CIER.

Atualmente o Brasil tem interligações com o Paraguai, por conta de Itaipu, Argentina, Uruguai e Venezuela. Com exceção do caso paraguaio, o resultado não passa de traço no balanço. Limitações no fornecimento acontecem a todo momento. Vide os negócios com a Argentina e mesmo com a Venezuela.

Pior: no painel do planejamento até 2022, não se prevê nada de diferente nesse cenário. “A possibilidade de ampliação dessas interligações, ou o estabelecimento de novos pontos de interligação, têm sido objeto de análises específicas no âmbito de acordos internacionais”, limita-se a dizer o texto do Plano Decenal 2022, da Empresa de Pesquisa Ener-

gética (EPE), que ficou em audiência pública no mês de novembro.

“Não é fácil, mas a integração energética é boa para todos. As dificuldades existem, mas elas precisam ser perseguidas”, observa Maurício Tolmasquim, presidente da EPE. E embora alguns consultores não falem abertamente, dão a entender que a redução do potencial hidrelétrico no país nos próximos anos levará forçosamente a uma postura mais agressiva nesse capítulo.

O fato é que as questões geopolíticas e contratuais não são as únicas a travar um maior intercâmbio. Fatores como divisão igualitária dos benefícios, bem como questões ambientais, de câmbio, tributária e regulatória pesam

INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA

RISCO DE PREJÚZOS

A história revela percalços na trajetória brasileira de integração energética. Análise sobre 11 projetos feita pelo Instituto Acende Brasil mostrou que, em 2010, o país já acumulava perdas de R\$ 11 bilhões. A conta mostra o risco geopolítico que permeia qualquer projeto de integração, sobretudo numa região instável como a América Latina.

Só com o aceite do governo brasileiro ao pleito paraguaio sobre o aumento de remuneração pela energia excedente de Itaipu, o custo adicional para o Tesouro Nacional ficou em R\$ 5 bilhões.

“Para avançar é preciso ter instrumentos, como tratados e contratos, que se provem mais fortes do que os adotados até agora”, considera Cláudio Sales, presidente do Acende Brasil, que analisou os impactos para o país de iniciativas com o Paraguai, a Bolívia e a Argentina. (J.S.)

muito no jogo entre os países. “Todos os projetos internacionais são complexos, pois requerem acordos entre países que respaldem os contratos comerciais”, comenta Rafael Kelman, da PSR.

Inambari

No segmento de geração, o estudo da CIER-CAF apontou dois projetos prioritários. Um deles é a hidrelétrica de Inambari, de 2.200 MW, que exigiria uma conexão de 3.470 km, em 500 kV, entre o Brasil e o Peru, a um custo de US\$ 2,4 bilhões. A conclusão está prevista oficialmente para 2015, o que dificilmente vai ocorrer.

A usina está localizada em um afluente do rio Madeira, acima de Santo Antônio (3.150 MW) e Jirau (3.750 MW), exigindo para a integra-

ção, além de um tratado comercial, um acordo de operação para o funcionamento das usinas em cascata. Há, porém, uma barreira, pois o governo peruano, que já tem o estudo de viabilidade da usina, prevê destinar a energia ao mercado local. Se neste caso o Brasil sair do páreo, ainda há no Peru um potencial considerável, até porque o país andino não tem mercado para tanta energia.

O estudo identificou um potencial de 20 mil MW no Peru. Inambari é apenas uma das cinco potenciais usinas consideradas mais competitivas. O Peru revela que permanece o interesse em desenvolver alguns desses projetos para intercâmbios com o Brasil.

Cachoeira Esperança, com 800 MW, também faz parte da relação. Localizada abaixo de Inambari, a usina contribuiria para o aumento da energia firme das usinas brasileiras no rio Madeira. Nesse caso,



Chipp: está na hora de fazer a integração energética da América do Sul



Castro: Bolívia quer exportar energia para o Brasil



Costa Neto: modelo comercial e institucional forte

a integração entre os dois países envolveria uma linha de transmissão de 2.850 km, em 500 kV, com investimento de US\$ 792 milhões.

Bolívia sob suspense

O professor Nivalde de Castro, do Grupo de Estudo do Setor de Energia Elétrica da Universidade Federal do Rio de Janeiro (Gesel/UFRJ), avalia que a integração deve entrar na pauta de prioridade da política energética brasileira. Um começo pode ser pela Bolívia, onde 94% das águas de seus rios convergem para o rio Madeira. Uma oportunidade clara em território boliviano é o aproveitamento nacional do Jaramirim, com mais 900 MW. O segundo país da lista seria o Peru.

“A Bolívia já manifestou interesse em construir os empreendimentos. Isso fica claro em seu novo modelo, que prevê duplicar a capacidade instalada para a venda do excedente ao Brasil”, conta o professor, explicando que, no caso peruano, a evolução dos projetos depende do equacionamento de questões políticas.

Apesar de o governo boliviano manifestar vontade de desenvolver o potencial hidrelétrico do país vizinho, ainda não existe uma definição clara de que o projeto de Cachoeira Esperança vá sair da gaveta. Um ponto que pode facilitar a integração é que, por a planta ser a fio d'água, os acordos operacionais entre o CNDC, da Bolívia, e o ONS, do Brasil, seriam mais simples.

Na transmissão

Três outros projetos com o Brasil exigem um tratamento melhor. É o

caso da interconexão Argentina-Brasil, erguida em 2010 e composta de duas linhas de transmissão para servir de “gerador virtual” a fim de garantir o suprimento firme de energia.

O projeto previa o transporte de 2 mil MW da Argentina para o Brasil, e de 800 MW no sentido oposto, por um circuito de 490 km, em 500 kV. Hoje, porém, a estrutura é usada de forma restrita, por meio de um intercâmbio modulado, pelo qual o montante de energia que o Brasil envia para a Argentina no inverno é compensado pela transmissão de energia para o mercado brasileiro nas demais estações do ano.

O avanço da interconexão foi afetado pelas restrições de fornecimento de gás natural pelo país vizinho. “Ela é pouco usada. Uma maior utilização dependeria de um acordo operativo entre os países”, esclarece Kelman. Por isso o estudo da CIER sugere resgatar o projeto à medida que for sendo feito o equacionamento do fornecimento de gás argentino para o Brasil, pois estima um benefício operacional de US\$ 340 milhões anuais.

Com investimentos avaliados em US\$ 610 milhões, a interconexão Argentina-Paraguai-Brasil, de 666 km, em 500 kV, teve o trecho paraguaio e brasileiro energizado em outubro. O projeto tem capacidade para transmitir 2 mil MW, integrando as UHEs binacionais Yacyretá, na Argentina, e Itaipu, no Brasil. A previsão é que toda a conexão seja concluída em 2014.

Entre o próximo ano e 2017, o estudo estima um ganho de US\$ 300 milhões nos custos operativos. Outra vantagem da interconexão é que ela permitiria eliminar interrupções

no fornecimento de energia no Brasil, com volume total de energia estimado em quase 24 mil GWh nos anos de 2015 e 2016. No caso Uruguai, evitaria perda de 4 GWh, em 2017.

No entanto, o Tratado de Itaipu, entre o Brasil e o Paraguai, não permite a venda de cotas de energia da hidrelétrica a um terceiro país. Ou seja, os aspectos regulatórios, comerciais e institucionais de qualquer proposta de interconexão teriam de se adequar ao tratado de 1973.

A interconexão Brasil-Uruguai, prevista para entrar em operação ainda este ano, é outra alternativa. Formado por duas linhas de 420 km em 500 kV e uma estação conversora, devido à diferença de frequência entre os dois países, o empreendimento recebeu investimento de US\$ 330 milhões e tem capacidade para transportar 500 MW.

Outros projetos

Nos estudos das consultorias, o Brasil figura ainda no projeto Arco Norte, que avaliará a integração do Brasil, via Amapá e Roraima, às Guianas e ao Su-

riname, uma vez que há um grande potencial hidrelétrico nesses países. A PSR, em consórcio integrado ainda pela ME Consultores e a italiana Cesi, venceu a concorrência internacional para desenvolver o estudo, que está em fase de contratação pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID). Também participam do projeto a Agence Française de Développement (AFD) e as empresas Eletrobras, EBS, GEA e EDF.

Com investimento de R\$ 5,2 bilhões, a Eletrobras tem em sua carteira a binacional Garabi-Panambi, com a Argentina, de 2.200 MW, no rio Uruguai. O projeto está no início dos estudos de viabilidade técnica e econômica, e os estudos ambientais aguardam aprovação dos termos de referência por parte do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama).

“É preciso um modelo comercial e institucional forte para haver uma real integração energética entre os países”, comenta José da Costa Carvalho Neto, presidente da Eletrobras, que não tira do radar a possibilidade de projetos em países como Bolívia, Peru e Nicarágua.

EM BUSCA DA INTEGRAÇÃO

Os 12 projetos do estudo “Transações de energia entre os sistemas das comunidades Andina, América Central e Cone Sul – viabilidade de sua integração (CIER 15)”, que cobre o período 2010-2017, somam capacidade instalada de 6,5 mil MW e 10 mil km de linhas de transmissão de alta voltagem. O trabalho mostra alternativas de intercâmbio que podem ser implementadas sem mudanças regulatórias profundas nos mercados internos dos países.

Os investimentos estimados chegam a US\$ 5 bilhões, só considerando os projetos de linhas de transmissão. O levantamento estima um benefício operacional, por ano, de US\$ 1,5 bilhão, trazendo ainda queda de 4 bilhões de t de CO₂ anualmente.

Nas simulações e estudos eletroenergéticos, o trabalho considerou dados de 728 hidrelétricas, 1.900 termelétricas, além de plantas eólicas, de biomassa e pequenas usinas, bem como dados das redes de transmissão e de gasodutos de nove países da América do Sul, seis da América Central e o México. (I.S.) ■

Interconexões do Peru e da Bolívia com o Brasil são bons casos de sinergia e economia de escala possíveis com a integração energética entre os países da América do Sul. Com investimentos estimados em US\$ 3 bilhões, trariam um benefício operacional de US\$ 440 milhões anuais, para transportar 3 mil MW, por meio de linhas de transmissão em 500 kV. Só que os dois projetos, cuja entrada em operação é prevista para 2015, estão na estaca zero.

Somados a apenas três outros projetos de integração com participação brasileira – um que entrou em 2010, outro este ano e um terceiro que deve entrar em 2014 –, o resultado operacional subiria para quase US\$ 1,2 bilhão por ano. Esses dados fazem parte de estudo elaborado pelas consultorias PSR, do Brasil; ME Consultores, da Argentina; e Synex, do Chile, e publicado pela Comissão de Integração Energética Regional (CIER) e pelo Banco de Desenvolvimento da América Latina (CAF) em junho de 2012. O trabalho listou 12 iniciativas vitais para a integração na América do Sul, Central e Caribe, com investimentos estimados em US\$ 5 bilhões.

Um ano e meio depois, porém, muito pouco aconteceu, revelando um forte descompasso entre os governos para estabelecer políticas sólidas de intercâmbio energético. Ou mesmo falta de interesse por conta dos jogos geopolíticos e diplomáticos que imperam na região, dourados pelas frágeis democracias e economias de mercado.

O potencial de geração hidrelétrica na região, sem contar México e Venezuela, chega a 600 GW – quatro vezes mais que os 150 GW que o Brasil imagina explorar, dos 260 GW ainda existentes no país. Ou seja, o país poderia ter acesso a um bloco substancial de energia num momento em que começa a divisar o esgotamento de seu potencial hidrelétrico, previsto para ocorrer entre 2025 e 2030 – isso, claro, se os ambientalistas deixarem. “Está na hora de fazer a integração na região”, avalia Hermes Chipp, diretor geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que também integra a CIER.

Atualmente o Brasil tem interligações com o Paraguai, por conta de Itaipu, Argentina, Uruguai e Venezuela. Com exceção do caso paraguaio, o resultado não passa de traço no balanço. Limitações no fornecimento acontecem a todo momento. Vide os negócios com a Argentina e mesmo com a Venezuela.

Pior: no painel do planejamento até 2022, não se prevê nada de diferente nesse cenário. “A possibilidade de ampliação dessas interligações, ou o estabelecimento de novos pontos de interligação, têm sido objeto de análises específicas no âmbito de acordos internacionais”, limita-se a dizer o texto do Plano Decenal 2022, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que ficou em audiência pública no mês de novembro.

“Não é fácil, mas a integração energética é boa para todos. As dificuldades existem, mas elas precisam ser perseguidas”, observa Maurício Tolmasquim, presidente da EPE. E embora alguns consultores não falem abertamente, dão a entender que a redução do potencial hidrelétrico no país nos próximos anos levará forçosamente a uma postura mais agressiva nesse capítulo.

O fato é que as questões geopolíticas e contratuais não são as únicas a travar um maior intercâmbio. Fatores como divisão igualitária dos benefícios, bem como questões ambientais, de câmbio, tributária e regulatória pesam muito no jogo entre os países. “Todos os projetos internacionais são complexos, pois requerem acordos entre países que respaldem os contratos comerciais”, comenta Rafael Kelman, da PSR.

Inambari

No segmento de geração, o estudo da CIER-CAF apontou dois projetos prioritários. Um deles é a hidrelétrica de Inambari, de 2.200 MW, que exigiria uma conexão de 3.470 km, em 500 kV, entre o Brasil e o Peru, a um custo de US\$ 2,4 bilhões. A conclusão está prevista oficialmente para 2015, o que dificilmente vai ocorrer.

A usina está localizada em um afluente do rio Madeira, acima de Santo Antônio (3.150 MW) e Jirau (3.750 MW), exigindo para a integração, além de um tratado comercial, um acordo de operação para o funcionamento das usinas em cascata. Há, porém, uma barreira, pois o governo peruano, que já tem o estudo de viabilidade da usina, prevê destinar a energia ao mercado local. Se neste caso o Brasil sair do páreo, ainda há no Peru um potencial considerável, até porque o país andino não tem mercado para tanta energia.

O estudo identificou um potencial de 20 mil MW no Peru. Inambari é apenas uma das cinco potenciais usinas consideradas mais competitivas. O Peru revela que permanece o interesse em desenvolver alguns desses projetos para intercâmbios com o Brasil.

Cachoeira Esperança, com 800 MW, também faz parte da relação. Localizada abaixo de Inambari, a usina contribuiria para o aumento da energia firme das usinas brasileiras no rio Madeira. Nesse caso, a integração entre os dois países envolveria uma linha de transmissão de 2.850 km, em 500 kV, com investimento de US\$ 792 milhões. Bolívia sob suspense.

O professor Nivalde de Castro, do Grupo de Estudo do Setor de Energia Elétrica da Universidade Federal do Rio de Janeiro (Gesel/UFRJ), avalia que a integração deve entrar na pauta de prioridade da política energética brasileira. Um começo pode ser pela Bolívia, onde 94% das águas de seus rios convergem para o rio Madeira. Uma oportunidade clara em território boliviano é o aproveitamento nacional do Jaramirim, com mais 900 MW. O segundo país da lista seria o Peru.

“A Bolívia já manifestou interesse em construir os empreendimentos. Isso fica claro em seu novo modelo, que prevê duplicar a capacidade instalada para a venda do excedente ao Brasil”, conta o professor, explicando que, no caso peruano, a evolução dos projetos depende do equacionamento de questões políticas.

Apesar de o governo boliviano manifestar vontade de desenvolver o potencial hidrelétrico do país vizinho, ainda não existe uma definição clara de que o projeto de Cachoeira Esperança vá sair da gaveta. Um ponto que pode facilitar a integração é que, por a planta ser a fio d'água, os acordos operacionais entre o CNDC, da Bolívia, e o ONS, do Brasil, seriam mais simples.

Na transmissão

Três outros projetos com o Brasil exigem um tratamento melhor. É o caso da interconexão Argentina-Brasil, erguida em 2010 e composta de duas linhas de transmissão para servir de “gerador virtual” a fim de garantir o suprimento firme de energia.

O projeto previa o transporte de 2 mil MW da Argentina para o Brasil, e de 800 MW no sentido oposto, por um circuito de 490 km, em 500 kV. Hoje, porém, a estrutura é usada de forma restrita, por meio de um intercâmbio modulado, pelo qual o montante

de energia que o Brasil envia para a Argentina no inverno é compensado pela transmissão de energia para o mercado brasileiro nas demais estações do ano.

O avanço da interconexão foi afetado pelas restrições de fornecimento de gás natural pelo país vizinho. "Ela é pouco usada. Uma maior utilização dependeria de um acordo operativo entre os países", esclarece Kelman. Por isso o estudo da CIER sugere resgatar o projeto à medida que for sendo feito o equacionamento do fornecimento de gás argentino para o Brasil, pois estima um benefício operacional de US\$ 340 milhões anuais.

Com investimentos avaliados em US\$ 610 milhões, a interconexão Argentina-Paraguai-Brasil, de 666 km, em 500 kV, teve o trecho paraguaio e brasileiro energizado em outubro. O projeto tem capacidade para transmitir 2 mil MW, integrando as UHEs binacionais Yacyretá, na Argentina, e Itaipu, no Brasil. A previsão é que toda a conexão seja concluída em 2014.

Entre o próximo ano e 2017, o estudo estima um ganho de US\$ 300 milhões nos custos operativos. Outra vantagem da interconexão é que ela permitiria eliminar interrupções no fornecimento de energia no Brasil, com volume total de energia estimado em quase 24 mil GWh nos anos de 2015 e 2016. No caso Uruguaio, evitaria perda de 4 GWh, em 2017.

No entanto, o Tratado de Itaipu, entre o Brasil e o Paraguai, não permite a venda de cotas de energia da hidrelétrica a um terceiro país. Ou seja, os aspectos regulatórios, comerciais e institucionais de qualquer proposta de interconexão teriam de se adequar ao tratado de 1973.

A interconexão Brasil-Uruguai, prevista para entrar em operação ainda este ano, é outra alternativa. Formado por duas linhas de 420 km em 500 kV e uma estação conversora, devido à diferença de frequência entre os dois países, o empreendimento recebeu investimento de US\$ 330 milhões e tem capacidade para transportar 500 MW. Outros projetos

Nos estudos das consultorias, o Brasil figura ainda no projeto Arco Norte, que avaliará a integração do Brasil, via Amapá e Roraima, às Guianas e ao Suriname, uma vez que há um grande potencial hidrelétrico nesses países. A PSR, em consórcio integrado ainda pela ME Consultores e a italiana Cesi, venceu a concorrência internacional para desenvolver o estudo, que está em fase de contratação pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID). Também participam do projeto a Agence Française de Développement (AFD) e as empresas Eletrobras, EBS, GEA e EDF.

Com investimento de R\$ 5,2 bilhões, a Eletrobras tem em sua carteira a binacional Garabi-Panambi, com a Argentina, de 2.200 MW, no rio Uruguai. O projeto está no início dos estudos de viabilidade técnica e econômica, e os estudos ambientais aguardam aprovação dos termos de referência por parte do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama).

"É preciso um modelo comercial e institucional forte para haver uma real integração energética entre os países", comenta José da Costa Carvalho Neto, presidente da Eletrobras, que não tira do radar a possibilidade de projetos em países como Bolívia, Peru e Nicarágua.

Risco de Prejuízos

A história revela percalços na trajetória brasileira de integração energética. Análise sobre 11 projetos feita pelo Instituto Acende Brasil mostrou que, em 2010, o país já acumulava perdas de R\$ 11 bilhões. A conta mostra o risco geopolítico que permeia qualquer projeto de integração, sobretudo numa região instável como a América Latina.

Só com o aceite do governo brasileiro ao pleito paraguaio sobre o aumento de remuneração pela energia excedente de Itaipu, o custo adicional para o Tesouro Nacional ficou em R\$ 5 bilhões. "Para avançar é preciso ter instrumentos, como tratados e contratos, que se provem mais fortes do que os adotados até agora", considera Cláudio Sales, presidente do Acende Brasil, que analisou os impactos para o país de iniciativas com o Paraguai, a Bolívia e a Argentina. (J.S.)