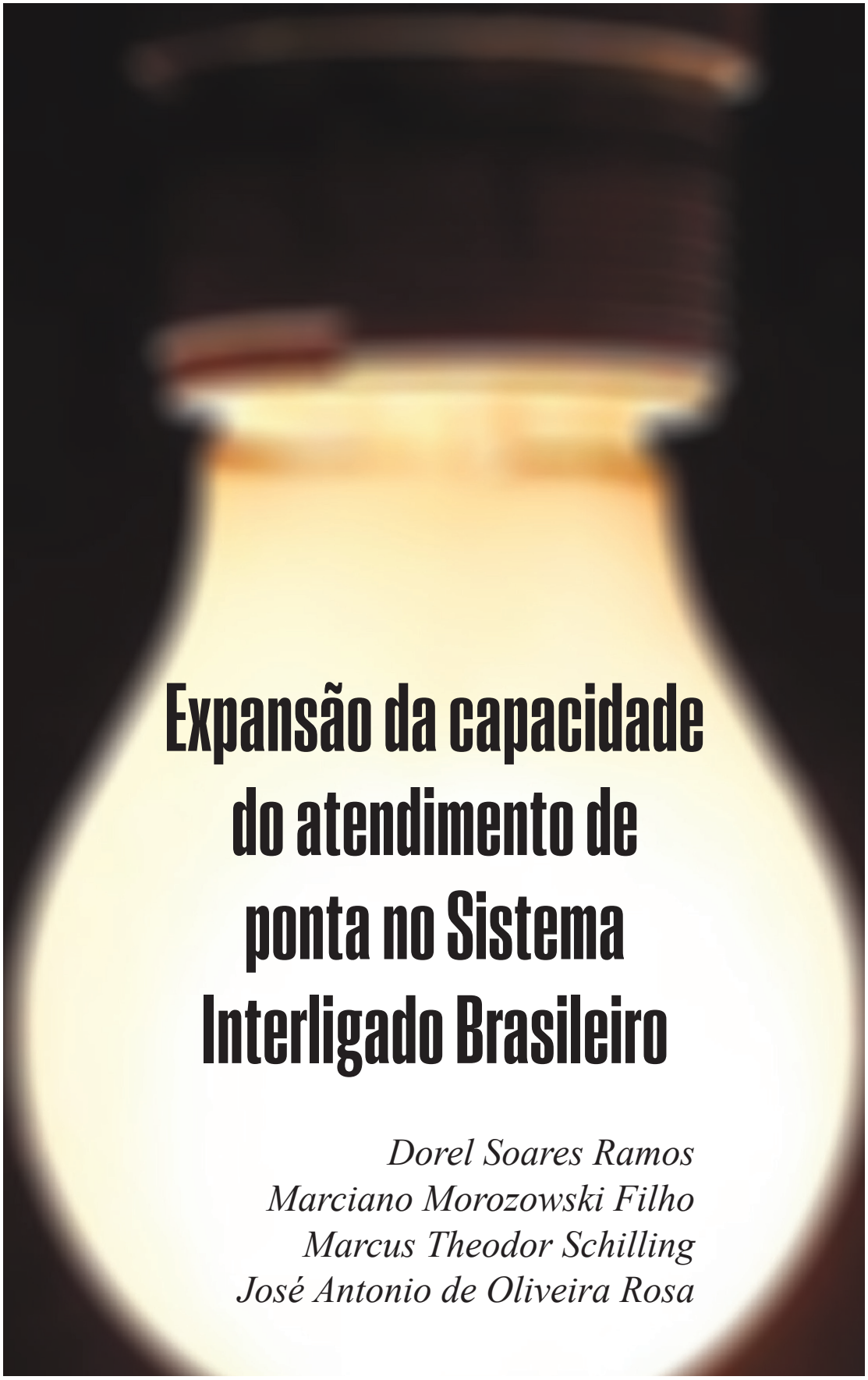


Expansão da capacidade do atendimento de ponta no Sistema Interligado Brasileiro

Dorel Soares Ramos
Marciano Morozowski Filho
Marcus Theodor Schilling
José Antonio de Oliveira Rosa

RESUMO

No atual modelo regulatório do setor elétrico brasileiro, a ausência de regulação específica para comercializar serviços de reserva de potência, em horizonte de longo prazo, acarreta a subvalorização dos ativos de geração, notadamente nos casos em que investimentos adicionais permitiriam ampliar a capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, a baixo custo. A correta valoração desse tipo de investimento teria consequências importantes em médio prazo, pois permitiria reduzir os custos sociais de interrupção, tanto os preventivos, refletidos por despacho térmico, quanto os corretivos, incorridos na recuperação de perdas de produção e outras devidas a interrupções de longa duração.

Palavras-chave: planejamento; desenvolvimento sustentável; política energética; marco regulatório; motorização adicional.

ABSTRACT

Within the current regulatory model of the Brazilian electricity sector, the lack of specific regulation for the market power reserve services in the long term leads to the underestimation of generation assets, especially in cases where additional investment would enable increasing the installed capacity of existing hydroelectric plants at low cost. A correct evaluation of such investment would have important consequences in the medium term, it would reduce the social energy shortage costs, both preventive, reflected by thermal dispatch, as well corrective, incurred in the recovery of production losses and others due to long-duration interruptions of energy supply.

Keywords: *planning; sustainable development; energy policy; regulatory market rules; power plants retrofit.*

No atual modelo regulatório do setor elétrico brasileiro, a garantia física de energia de uma central hidrelétrica é definida no contrato de concessão, juntamente com a respectiva potência assegurada. Em conjunto, formam o lastro para comercializar energia, que por sua vez define as receitas potenciais de uma empresa geradora.

Como essas receitas definem o valor dos ativos de geração, o valor das usinas existentes dependerá apenas da garantia física de energia enquanto não houver a valoração comercial da garantia física de potência. Essa dicotomia revela uma lacuna regulatória no tratamento da geração média e máxima das centrais geradoras. Embora fisicamente indissociáveis (não é possível atender à demanda de ponta sem gerar energia e vice-versa), são grandezas desvinculadas entre si, tanto no processo de planejamento quanto no de comercialização de energia elétrica.

No processo de planejamento do sistema de geração, os critérios de expansão são expressos em termos de economicidade e de confiabilidade de atendimento aos requisitos de energia. O atendimento aos requisitos de potência é realizado de forma subsidiária, apenas como verificação da suficiência de potência no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa verificação tem evoluído nos últimos anos, ainda com caráter determinístico, pois não considera aspectos probabilísticos da confiabilidade de geração, de forma específica ou combinada com falhas de transmissão (confiabilidade composta).

No processo de comercialização, a garantia física de potência, embora exigida como lastro para comercializar energia, não constitui ainda um serviço com valor comercial importante, embora seja essencial para a confiabilidade de suprimento (como reserva de confiabilidade). Hoje, os agentes geradores e comercializadores devem estar lastreados em potência, o que tem originado transações praticamente *ex-post* para fechamento de diferenças não contratadas.

A ausência de regulação específica para comercializar serviços de reserva de potência, em horizonte de longo prazo, acarreta a subvalorização dos ativos de geração, notadamente nos casos em que investimentos adicionais permitiriam ampliar a capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, a baixo custo, em um momento em que são notórias as evidências de que o SIN carece de

DOREL SOARES RAMOS é professor do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Poli-USP.

MARCIANO MOROZOWSKI FILHO é membro da System Dynamics Society e também senior member do Institute of Electric and Electronic Engineers (IEEE).

MARCUS THEODOR SCHILLING é professor do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal Fluminense.

JOSÉ ANTONIO DE OLIVEIRA ROSA é engenheiro especialista do Departamento de Planejamento da Companhia Energética de São Paulo (Cesp).

adição de capacidade instalada (Porto Primavera e Três Irmãos, da Cesp, por exemplo).

A correta valoração dos serviços de geração teria consequências importantes em médio prazo, pois permitiria reduzir os custos sociais de interrupção, tanto os preventivos, refletidos nos encargos de serviço do sistema, quanto os corretivos, incorridos na recuperação de perdas de produção e outras devidas a interrupções de longa duração, refletidas nos custos sociais de interrupção.

A assimetria de tratamento regulatório na comercialização de energia (MWh) e de potência (MW) decorre, em grande parte, da origem e natureza do sistema gerador brasileiro, de base hidrelétrica. Nesse sistema, a grandeza determinante dos custos de expansão (investimento) tem sido historicamente a demanda de energia. A entrega de potência, nos limites definidos pela legislação, é vista como "consequência natural" da comercialização de energia, sem o devido reconhecimento, na legislação setorial, do crescente papel da correta alocação espacial da capacidade instalada sobre a confiabilidade de suprimento.

O tratamento probabilístico dos aspectos de confiabilidade na gestão do sistema gerador brasileiro foi introduzido nos anos 1980. Nesse período, foram desenvolvidos diversos métodos e modelos computacionais, grande parte dos quais baseados em técnicas de programação matemática. Essas metodologias, embora ainda adequadas às características do sistema elétrico brasileiro, foram implementadas em contexto regulatório distinto do atual modelo setorial, concebido e instituído no biênio 2003-2004. Em avaliações da capacidade de suprimento do SIN para os períodos de demanda máxima, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS constatou problemas no suprimento de ponta nos subsistemas Sul e Sudeste desde 2010. Esses problemas, superados pelo aumento do despacho termelétrico, estão sendo particularmente intensificados desde 2014, como resultado da combinação de dois fatores:

- entrada de termelétricas licitadas no leilão de energia nova (LEN A-5) de 2008, que contribuirão proporcionalmente menos para a capacidade de atendimento da demanda de potência;
- ausência de incentivos à instalação de capacidade adicional nas hidrelétricas, devido à "socialização" dos resultados desses investimentos no âmbito do mecanismo de realocação de energia (MRE).

Esses fatos indicam a importância de mecanismos de incentivo que creditem os benefícios de capacidade de ponta aos agentes que realizarem investimentos em capacidade instalada adicional. Dessa forma, a sistemática apresentada no artigo busca explicitar como possíveis aumentos na capacidade instalada de hidrelétricas repercutirão no desempenho futuro do SIN, bem como os aperfeiçoamentos regulatórios que estimulariam os agentes geradores a investir na expansão da capacidade instalada de plantas existentes, seja por comissionamento de novas unidades, seja por repotenciação de unidades já instaladas.

CAPACIDADE HIDRELÉTRICA ADICIONAL: ÓTICA SISTÊMICA

A ampliação de capacidade em hidrelétricas com provisão para instalação de unidades geradoras adicionais apresenta benefícios sob a ótica tanto do sistema como do mercado. Esses benefícios são evidenciados por dados de desempenho do sistema, em horizonte de médio (ONS) e de longo (Empresa de Pesquisa Energética – EPE) prazos. Esses dados, juntamente com os resultados da contabilização comercial (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE), corroboram a relevância e oportunidade de ampliar a capacidade instalada em hidrelétricas existentes.

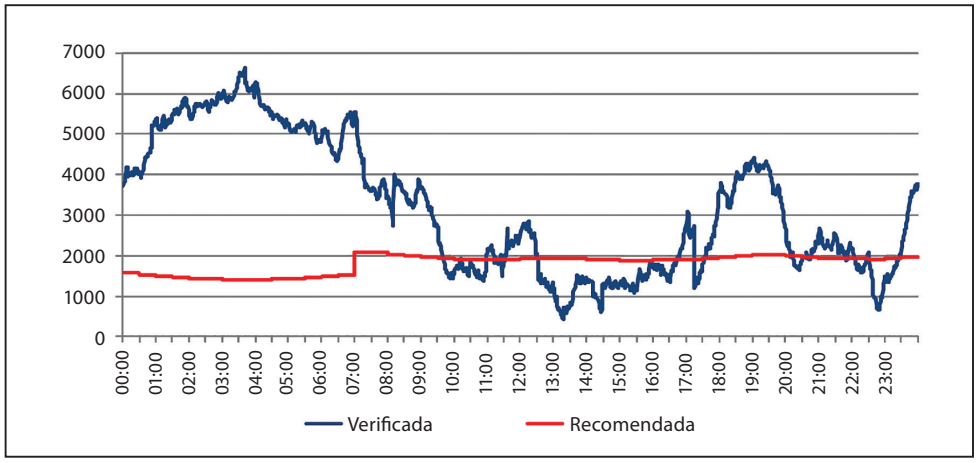
Horizonte de curto prazo

Desde 2010, o ONS vem encontrando dificuldades para atender à carga de ponta nas regiões Sul e Sudeste, as quais vêm sendo superadas por meio do aumento do despacho termelétrico, que, como já foi dito, tem se intensificado desde 2014, em face da entrada em operação de termelétricas vencedoras do leilão de energia nova de 2008[1].

1 Por razões econômicas, termelétricas, quando despachadas, devem operar com alto fator de capacidade. Nessas condições, contribuem proporcionalmente menos que as hidrelétricas para o atendimento da demanda de ponta.

FIGURA 1

RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA
REGIÃO SUDESTE (MW) – 5/2/2010



Fonte: ONS, PMO, março de 2010

O quadro de reserva de potência operativa (RPO) em 5/2/2010 (Figura 1) mostra o não atendimento, desde então, dos critérios de RPO. A Região Sul complementou os requisitos de ponta das regiões Sudeste e Centro-Oeste com aumento de geração térmica[2].

Dentre as medidas adotadas pelo ONS para contornar a insuficiência de RPO, destacam-se: exploração ao máximo da disponibilidade do complexo Jorge Lacerda na Região Sul (Figura 2) e de termelétricas na Região Sudeste; despacho de usinas com custo variável unitário (CVU) de até R$ 322/MWh; postergação de manutenções preventivas; transferência de reserva de potência entre subsistemas e importação de energia da Argentina.

Ainda nesse horizonte, os balanços de garantia física, no SIN (Figura 3) e na Região Sul (Figura 4), mostram que a oferta, embora balanceada no SIN, não está distribuída de acordo com os requisitos das regiões, cujo atendimento depende fortemente das interligações regionais. Embora esse desequilíbrio, por si só, não signifique aumento do risco de racionamento, essa distribuição de oferta levará certamente a intensos fluxos de potência inter-regionais, que podem afetar a confiabilidade do sistema.

De fato, há sobras significativas de contratos de energia no SIN, que evoluirão de 2.400 MW médio em 2012 para quase 7.600 MW médio em 2016 (valores de março de 2012). Essas sobras se concentram principalmente no Nordeste. No Sul, Sudeste e Centro-Oeste há déficits localizados a partir de 2013.

Horizonte de médio prazo

O ONS tem mostrado que as condições de atendimento à demanda de ponta do SIN vêm se agravando, devido principalmente à expansão da oferta hidrelétrica por meio de usinas sem reservatório. Em decorrência, a sazonalidade hidrelétrica vem se acentuando, aumentando a necessidade de despacho térmico acima da inflexibilidade para atender à ponta de carga.

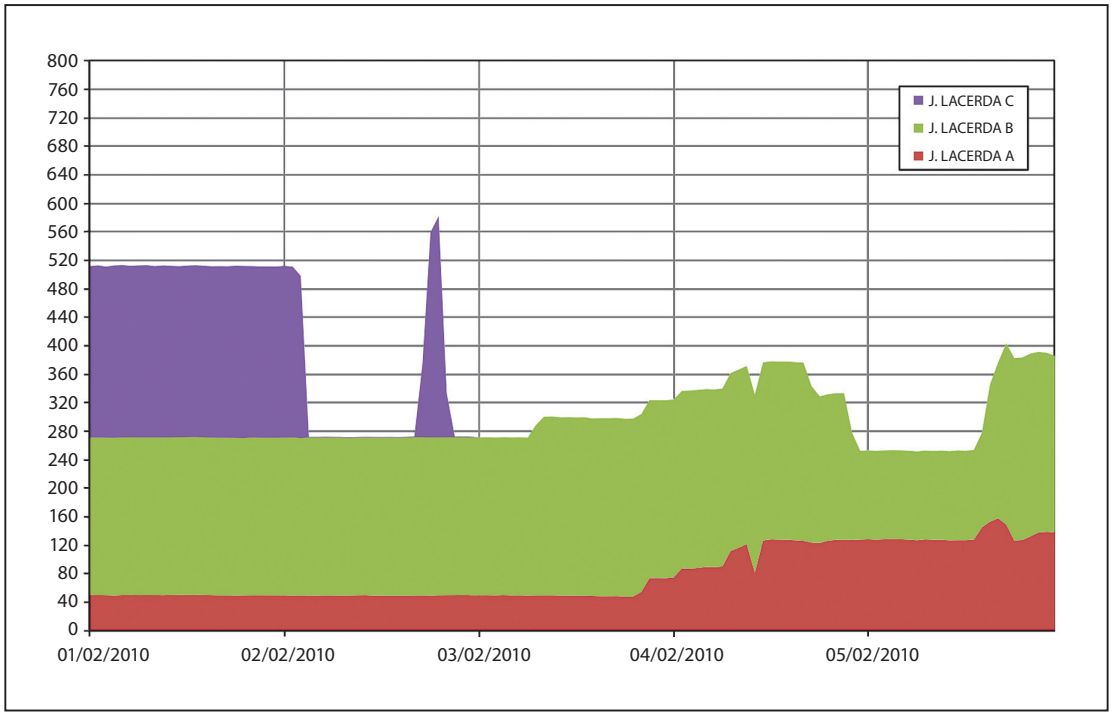
Essa situação, que ocorre desde 2010, tende a se agravar com o aumento de participação de quase 500% da fonte eólica (e simultânea redução da hidrelétrica) na oferta de geração até 2015 (ver Tabela 1), extraída do Plano de Operação Energética (PEN) de 2011.

O expressivo aumento da oferta eólica, além de reduzir a capacidade de regularização do sistema, apresenta outros desafios para a operação

2 Para contornar esse tipo de problema e superar a baixa disponibilidade de potência no horário de ponta de carga do SIN, o ONS vem se valendo do despacho de térmicas fora da ordem de mérito e da postergação de pedidos de manutenção.

FIGURA 2

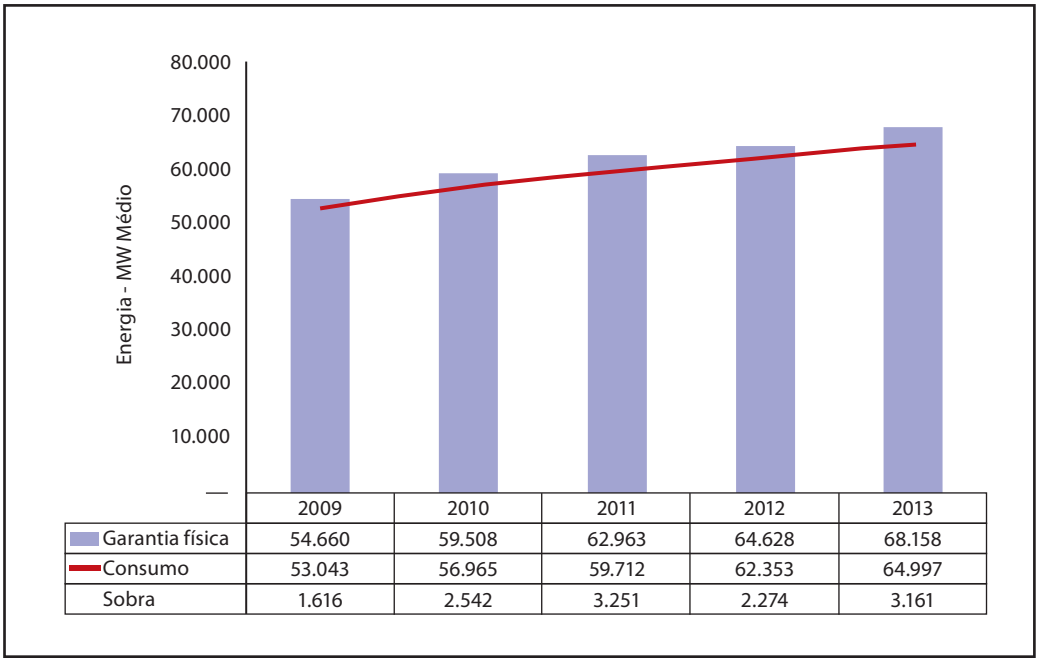
GERAÇÃO TERMELÉTRICA NA REGIÃO SUL



Fonte: ONS, PMO, fevereiro de 2010

FIGURA 3

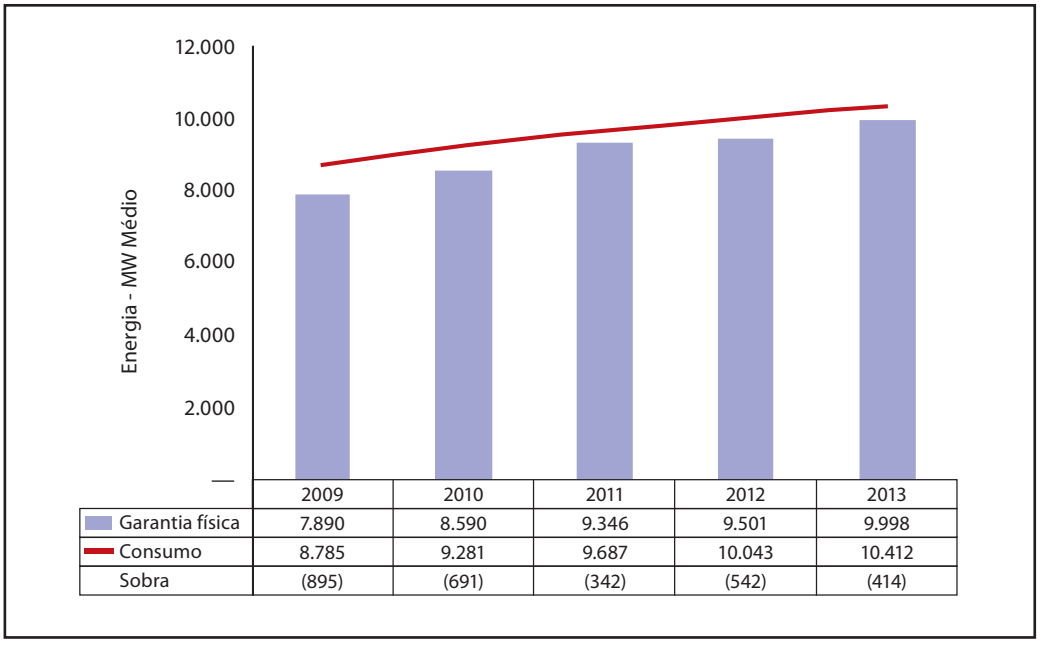
OFERTA E DEMANDA DE ENERGIA: BALANÇO DO SIN



	2009	2010	2011	2012	2013
Garantia física	54.660	59.508	62.963	64.628	68.158
Consumo	53.043	56.965	59.712	62.353	64.997
Sobra	1.616	2.542	3.251	2.274	3.161

FIGURA 4

OFERTA E DEMANDA DE ENERGIA: BALANÇOS REGIONAIS – REGIÃO SUL



	2009	2010	2011	2012	2013
Garantia física	7.890	8.590	9.346	9.501	9.998
Consumo	8.785	9.281	9.687	10.043	10.412
Sobra	(895)	(691)	(342)	(542)	(414)

TABELA 1

OFERTA 2010 A 2015 – PARTICIPAÇÃO POR FONTE

Fonte	2010		2015		Crescimento 2010-2015	
Hidráulica	85.690	79,3%	98.035	71%	12.345	14%
Nuclear	2.007	1,9%	2.007	1,5%	–	0%
GN/GNL	9.263	8,6%	12.180	8,9%	2.917	32%
Carvão	1.415	1,3%	3.205	2,3%	1.790	127%
Biomassa	4.577	4,2%	7.272	5,3%	2.695	59%
Óleo	4.212	3,9%	9.913	7,3%	5.701	135%
Eólica	826	0,8%	5.248	3,8%	4.422	535%
Total	107.990	100%	137.860	100%	29.879	28%

Fonte: PEN, 2011

do SIN, pois parcela importante dessa oferta é proveniente de parques eólicos no Nordeste. A concentração de projetos eólicos traz consigo outra desvantagem: alto grau de dependência do regime de ventos regional.

Parques eólicos costumam ser instalados em locais próximos, aproveitando as características topográficas favoráveis em cada região. Os parques eólicos assim localizados apresentam alto fator de capacidade e produção espacialmente correlacionada, ou seja, um "período eólico favorável" determina uma produção elevada em todos os parques. Da mesma forma, um "período eólico crítico" afeta toda a geração eólica regional[3]. Tanto num caso como no outro, a solução

3 Esse tipo de falha é designado "modo de falha comum" na Teoria da Confiabilidade.

técnica mais indicada é o reforço do sistema de transmissão, localmente ou entre regiões. Ocorre, porém, que a frequência e/ou severidade das situações de estresse são insuficientes para justificar economicamente os reforços em troncos de interligação. Como em geral a condição crítica de atendimento está restrita ao horário de ponta de carga, a motorização adicional de hidrelétricas existentes constitui uma alternativa interessante. Em síntese, as alternativas de solução consistem em:

- repotenciar hidrelétricas existentes com poços disponíveis;
- reforçar interconexões e redes locais estratégicas;
- regionalizar a oferta em leilão de eólicas.

Caso contrário, corre-se o risco de haver, em algumas situações operativas, alguma região exportadora com sobra de energia que não pode ser exportada para as demais regiões e, na falta momentânea de ventos, tornar a operação do sistema insegura. Outra evidência dessa situação é a perda da capacidade de ponta por deplecionamento de usinas com reservatório, com consequências sobre o desempenho do SIN, quais sejam:

- perda gradual de regularização, com uso mais intenso dos reservatórios, ao final de cada estação seca, ocasionando perdas por deplecionamento da ordem de 4,5 GW;
- desligamento sistemático da segunda casa de força de Tucuruí, no fim de cada ano, com perda de aproximadamente 5,6 GW;
- controle de tensão do sistema de 440 kV no verão, que limita sistematicamente a plena disponibilidade de potência das usinas conectadas a essa malha, com perda de 1,4 GW;
- manutenções programadas (inadiáveis) e não programadas, totalizando cerca de 5 GW.

A Tabela 2 apresenta a disponibilidade de potência no SIN em novembro de 2010, mostrando também a perda total de potência (~19 GW) no sistema.

Nessas condições, o atendimento à ponta de carga do SIN (dentro dos critérios de RPO), no período 2013-2015 (Figura 5) exigiria o aumento do despacho térmico. Como alternativa, a motorização de poços existentes (Tabela 3) permitiria adiar o problema para 2015 (Figura 6), mesmo levando-se em conta os prazos necessários para construção e ajustes na regulação.

TABELA 2

DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA NO SIN – NOV./2010 (MW)

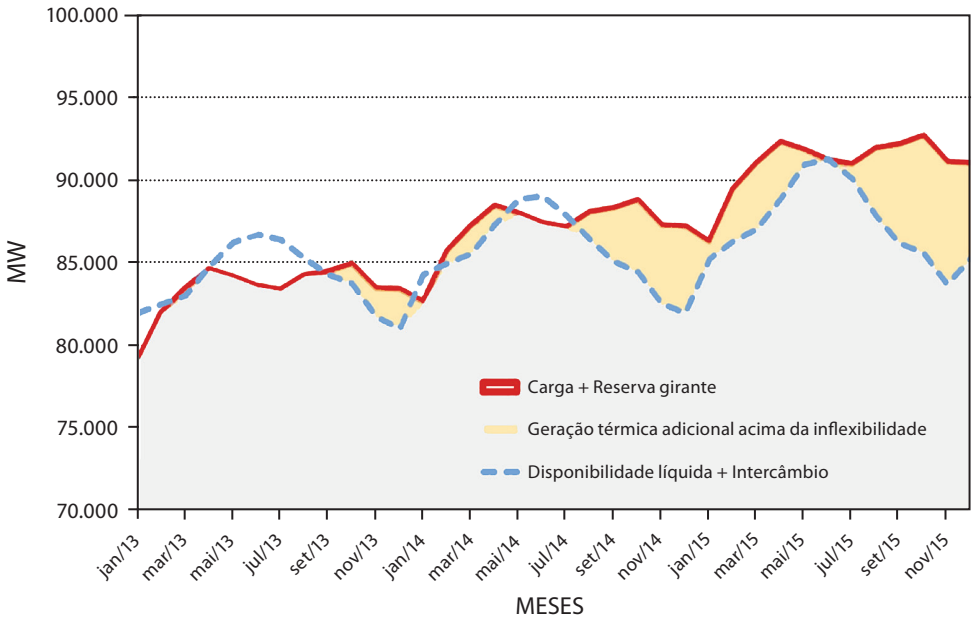
	SE/CO	UHE Itaipu	S	NE	N	Total (MW)
Potência instalada	26.398	12.600	13.388	11.384	11.646	75.416
Perda por deplecionamento	3.090	0	1.117	307	5.824(*)	10.338
Manutenção	2.243	0	1.497	1.011	330	5.081
Restrição elétrica	2.012	–	–	–	–	2.012
ANDE	–	950	–	–	–	950
Disponibilidade final	18.972	11.650	10.774	10.066	5.492	56.954
Perda total (MW)						18.462

* Tucuruí II

Fonte: ONS

FIGURA 5

DESPACHO ACIMA DA INFLEXIBILIDADE PARA PONTA:
SEM REFORÇO DE CAPACIDADE



Fonte: ONS

TABELA 3

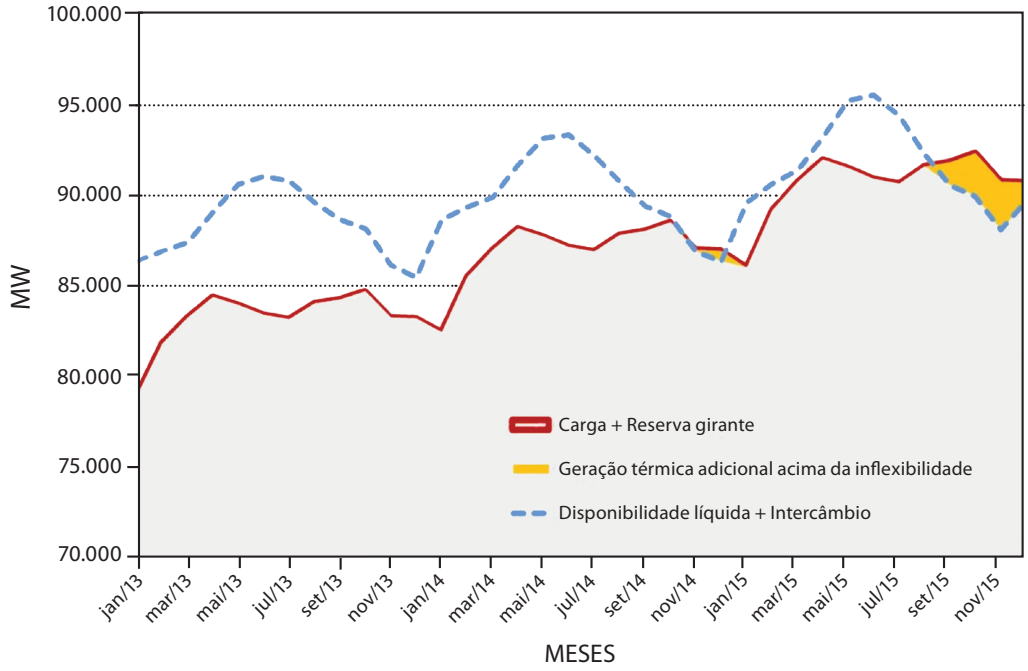
POÇOS EXISTENTES

Usina	Subsistema	Potência disponível (MW)
Cachoeira Dourada	SE/CO	105
Curuá-uma	N	10
G. B. Munhoz	S	838
Três Irmãos	SE/CO	485
Itaparica	NE	1.000
Jaguara	SE/CO	213
Porto Primavera	SE/CO	440
Rosana	SE/CO	89
São Simão	SE/CO	1.075
Salto Santiago	S	710
Taquaruçu	SE/CO	105
Três Marias	SE/CO	123
Total com repotenciação (MW)		5.193

Fonte: Abrage

FIGURA 6

DESPACHO ACIMA DA INFLEXIBILIDADE PARA PONTA:
MOTORIZAÇÃO DE USINAS EXISTENTES



Fonte: ONS

Horizonte de longo prazo

A EPE vem registrando, nos planos decenais de energia (PDE), a perda de regularização hidrelétrica, o que explica, em grande parte, o aumento do despacho térmico por razões elétricas. Registra-se também a variabilidade de oferta de potência hidrelétrica entre os períodos seco e úmido, com esgotamento da oferta de potência para atender à ponta no Sul (a partir de 2014) e no Norte (2014 e 2015), de forma isolada[4]. O PDE 2021 enfatiza a predominância hidrelétrica e a acentuada sazonalidade das usinas da Região Norte. Destaca também a disponibilidade termelétrica e a crescente participação de fontes eólicas no Nordeste, que também apresentam acentuada sazonalidade. Nos cenários hidrológicos analisados, os déficits só ocorrem após 2019, com probabilidade de 1%, aproximadamente. A maior profundidade de déficit corresponde a 1,6% da demanda do SIN.

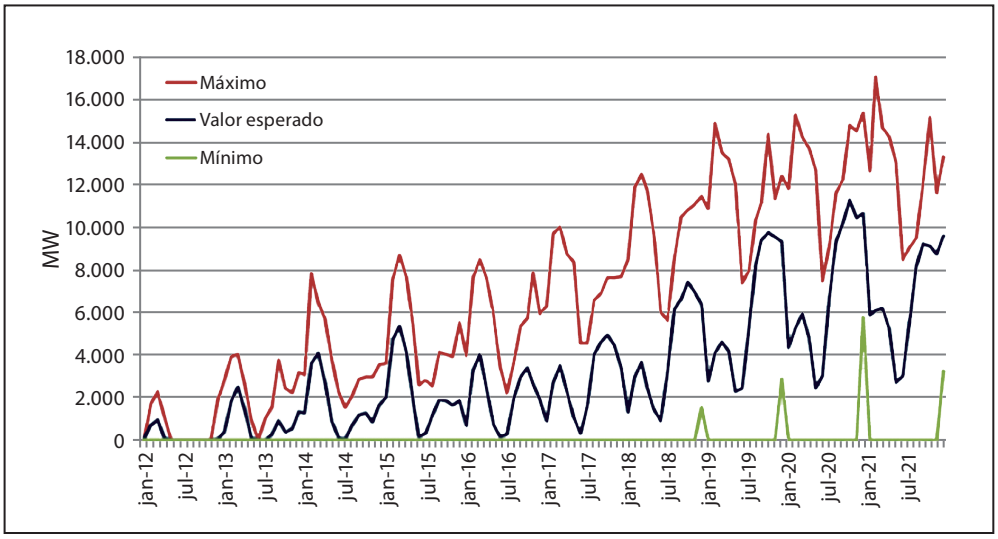
As sobras de potência em cada região apresentam valores negativos nas regiões Sudeste e Sul, eventos de baixa probabilidade que ocorrem no final do horizonte. No caso do Sul, esses valores evidenciam a característica importadora dessa região. As sobras significativamente baixas da Região Norte e elevadas da Nordeste se devem ao fato de a metodologia aplicada priorizar o atendimento por fontes de CVU nulo. As regiões Norte e Nordeste apresentam grande disponibilidade de geração hidrelétrica e termelétrica, respectivamente. Nos últimos anos do horizonte, a capacidade de fornecimento do Nordeste, considerando os limites de intercâmbio, pode restringir o atendimento à ponta do SIN.

O PDE 2012 apresenta também os valores máximo, mínimo e esperado de geração térmica adicional para atendimento à ponta, estimados pela comparação da geração térmica obtida pela metodologia de balanço de ponta com o despacho

4 A visão mais otimista decorre da representação simplificada, nos estudos da EPE, de aspectos operacionais. Os estudos de médio prazo, realizados pelo ONS e pela EPE, com viés energético, também não sinalizam adequadamente o problema elétrico.

FIGURA 7

GERAÇÃO TÉRMICA ADICIONAL PARA ATENDIMENTO À PONTA – SIN (MW)



definido pelo modelo Newave. Essa geração térmica, observada já no primeiro ano de estudo, tende a crescer ao longo do horizonte (Figura 7).

Ressalta-se a necessidade de avaliar alternativas que reduzam o custo adicional de operação para atendimento à demanda máxima, comparando o benefício operativo com os custos dessas alternativas[5].

O custo evitado de geração térmica adicional é considerado como limite de investimento para viabilizar o suprimento da mesma capacidade por outra fonte enquanto o custo de operação for inferior ao custo da expansão com essa finalidade[6].

ANÁLISE DA REPOTENCIAÇÃO: PERSPECTIVAS

Conforme citado anteriormente, a viabilidade de projetos de repotenciação depende basicamente da regulamentação das diretrizes emanadas da Audiência Pública AP 018/2012. Essa normatização poderá não só permitir o aproveitamento de poços disponíveis no SIN, em data provavelmente posterior a 2016, para resolver os problemas de RPO, mas também definir diretrizes para evitar a reincidência de problemas no atendimento à demanda de potência.

Essas diretrizes são delineadas a seguir, tendo como pano de fundo a expansão da oferta de geração contratada nos leilões de energia nova, que alteram profundamente a estrutura do SIN, em termos de participação futura das várias fontes, de hidrelétricas sem capacidade de regularização e da crescente participação de fontes eólicas na oferta de energia.

A capacidade instalada (MW) no SIN, indicada na Figura 8, atingiu quase 115 GW em 2012, dos quais cerca de 85 GW (74%) em hidrelétricas (incluindo a parcela brasileira de Itaipu), cerca de 19 GW (16%) em termelétricas convencionais e nucleares, além de 11 GW (10%) em pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas a biomassa e eólicas.

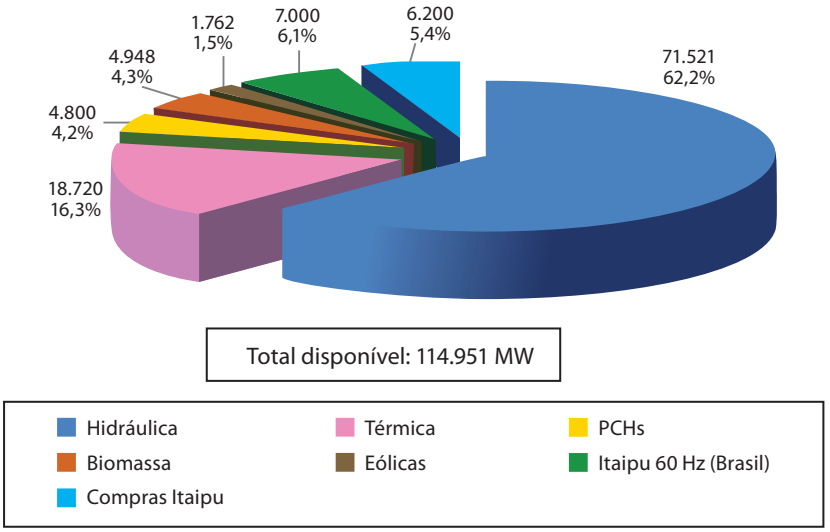
A capacidade instalada no SIN deve atingir quase 147 GW em 2017, em função da cronologia e dos empreendimentos contratados nos 22 leilões de energia nova (LEN), de reserva (LER) e de fontes alternativas (LFA), realizados no período de 2005 a 2012, inclusive. Ao todo já foram outorgados 52.434 MW de capacidade instalada em 483 usinas, incluindo: 25 hidrelétricas, 35 pequenas

5 A NT no EPE-DEE-RE 037/2012-r0 apresenta uma metodologia para a análise econômica do despacho térmico adicional.

6 Esse raciocínio, expresso no PDE 2021, requer uma revisão metodológica, pois a consideração separada de aspectos de energia e de ponta, na formulação e análise de alternativas de expansão, pode subestimar a solução ótima.

FIGURA 8

CAPACIDADE INSTALADA NO SIN – 31/12/2012 (MW)



centrais hidrelétricas (PCHs), 267 centrais eólicas, 82 termelétricas convencionais e 74 a biomassa. A expansão da geração no SIN, entre 2012 e 2017, coloca em destaque o crescimento das fontes eólicas (381%) e das nucleares (71%), estas em virtude da conclusão de Angra III.

As hidrelétricas permanecem como a principal fonte no SIN, mas sua participação se reduz de 78% para 73% nos próximos cinco anos. Em sentido contrário, a fonte eólica aumenta 381%, de 1.762 MW (1,5%) para 8.477 MW (5,8%)[7]. A fonte a biomassa tem aumento de 19%, passando de 4.948 MW (4,3%) para 5.875 MW (4,0%). As termelétricas passam de 18.720 MW (16,3%) para 24.727 MW (16,9%), mantendo sua participação. O programa contratado prevê 332 usinas novas entre maio de 2013 e dezembro de 2017, das quais 14 hidrelétricas, 21 termelétricas, 243 eólicas e 6 PCHs, além de 48 PCHs autorizadas pela Aneel.

Essa evolução prevista do SIN embute mudanças significativas na estrutura da oferta, com reflexos importantes no comportamento e na forma de operação do sistema elétrico. As principais mudanças estruturais no período 2012-2017 podem ser resumidas como segue.

7 Dados retirados de ONS, Plano da Operação Energética 2013-2017 – PEN 2013.

Oferta hidrelétrica

- redução da participação hidrelétrica nos subsistemas Sudeste e Nordeste;
- expansão baseada no potencial hidrelétrico do subsistema Norte;
- predomínio de usinas com baixa capacidade de regularização.

Oferta termelétrica

- aumento de participação, principalmente no subsistema Nordeste;
- predomínio de usinas a óleo combustível, de alto custo operacional.

Oferta de fontes eólicas e a biomassa

- participação crescente da fonte eólica, nos subsistemas Nordeste e Sul;
- participação crescente da biomassa, no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Características da nova oferta de geração

O uso do potencial hidrelétrico da Região Norte vem sendo viabilizado com a construção de usinas a fio d'água, com ênfase nas

bacias dos rios Madeira, Xingu e, no futuro, do Tapajós.

No período úmido, dadas a ausência de reservatórios e a acentuada sazonalidade[8] do regime hidrológico dessa região, haverá geração em excesso nessas usinas. Esse excedente deverá ser transferido para os reservatórios das regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, com a simultânea redução das gerações locais e o previsível aumento de vertimentos turbináveis.

Sem um correspondente aumento da capacidade de estoque, a ampliação da sazonalidade hidrológica reduz a capacidade de regularização do sistema, acentuando os ciclos anuais de deplecionamento e replecionamento no SIN. Com essa tendência, haverá níveis de estoque cada vez mais baixos ao fim de cada estação seca. Haverá também perda de potência, que exigirá o despacho de termelétricas flexíveis para atendimento da demanda máxima.

Nessas condições, a repotenciação de hidrelétricas com disponibilidade técnica nos sistemas receptores dos excedentes da Região Norte (Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Sul) encontra condições adequadas para sua implantação, quais sejam: disponibilidade hídrica e despacho de geração termelétrica flexível, em geral de alto custo variável unitário (CVU), hoje sendo despachadas para atendimento à ponta de carga do sistema. Soma-se a esses fatores favoráveis à repotenciação a possibilidade de maior aproveitamento da energia vertida potencialmente turbinável (EVPT)[9], uma vez que o maior crescimento da carga de energia se dá no primeiro semestre de cada ano. Dessa forma, um maior aproveitamento da EVPT favoreceria também a substituição, em parte pelo menos, de fontes complementares flexíveis de alto CVU, que seriam acionadas para recuperar os reservatórios para a próxima estação seca.

Uma vez viabilizada essa modalidade de operação, a repotenciação hidrelétrica passaria a ter papel relevante também na segurança energética, além de contribuir para a segurança elétrica por via do restabelecimento dos níveis adequados de RPO. Essa contribuição[10] é corroborada pela análise das condições de atendimento à demanda de potência, publicada pelo ONS em junho de 2013[11] e que foi abordada anteriormente, não sendo aqui reapresentada em maior nível de detalhe por questão de espaço.

Impacto das fontes eólicas

A contratação da fonte eólica em leilões de reserva e de energia nova adicionará ao SIN um montante expressivo de fontes intermitentes, mediante a implantação de parques eólicos no Nordeste e no Sul. Ao mesmo tempo, a expansão hidrelétrica contratada adicionará ao SIN, notadamente no Norte, fontes com pouca ou nula capacidade de regularização e marcante sazonalidade hidrológica. Completa o quadro a adição de montantes expressivos de fontes a biomassa, principalmente no Sudeste e Centro-Oeste, com oferta sazonal e dependente da safra da cana-de-açúcar.

Implicações operacionais

A progressiva perda de capacidade de estocagem hidráulica e a crescente participação de fontes sazonais e intermitentes na oferta de energia tendem a aumentar as dificuldades operacionais inerentes ao sistema elétrico nacional.

Esse é o caso do SIN, no qual a expansão contratada no período de 2013 a 2016 provoca uma

8 Caracterizada pela amplitude da relação entre vazões médias de período seco e úmido.

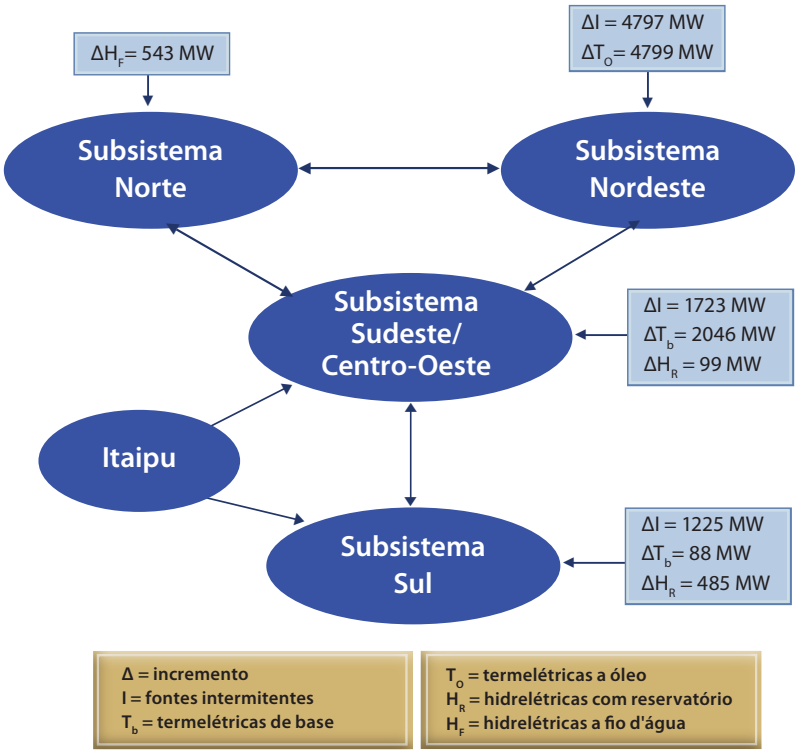
9 Define-se "vertimento potencialmente turbinável" como o vertimento que possa ser aproveitado com a adição de novas unidades, que será constituído por parte do vertimento turbinável, com a potência instalada atual de uma planta geradora hidrelétrica, adicionado a parte dos vertimentos não turbináveis com a motorização existente. Observe-se que, usualmente, parte significativa da energia vertida turbinável (EVT) poderia ser produzida com a potência instalada existente, desde que as condições que forçaram o vertimento não se apresentassem, pelo que a energia vertida turbinável não caracteriza no seu todo potencial para aproveitamento com repotenciação ou motorização adicional. Não obstante, em algumas situações, a adição de novas unidades permite alterar a curva de carga da usina, através de modulação, deslocando parte da energia que seria vertida em horários com restrição para o horário de ponta, com aproveitamento ao menos parcial dos vertimentos ditos turbináveis.

10 Destacada na NT no 026/2011-SRG/Aneel e objeto da análise retrospectiva neste relatório de pesquisa.

11 ONS RE-3-0066/2013 – Plano da Operação Energética 2013/2017 PEN 2013 – V. 1 – Condições de Atendimento.

FIGURA 9

EXPANSÃO DE FONTES CONVENCIONAIS E INTERMITENTES NO SIN – 2013-2016



mudança estrutural na oferta, com forte concentração espacial de fontes não despacháveis[12], com destaque para a Região Nordeste (Figura 9). Essa nova estrutura do sistema requer um uso não convencional de fontes tradicionais e interligações regionais, reduzindo os já escassos recursos disponíveis para atender de forma econômica à demanda máxima de potência, enfrentar contingências e compensar a intermitência das fontes eólicas. Entre os fatores mencionados, que tendem a aumentar a complexidade operacional do SIN, tanto a perda de regularização como a sazonalidade hidráulica já são tratadas nos modelos de planejamento do SIN, o que permite quantificar os seus efeitos. O mesmo não ocorre, no entanto, com o aspecto de intermitência de fontes eólicas e, futuramente, de fontes solares. Isso se explica, em parte, pela representação simplificada de aspectos de potência nos modelos em uso. Por esse motivo, discute-se a seguir a origem e a natureza da intermitência eólica, bem como de seus rebatimentos sobre a metodologia de planejamento do SIN.

Intermitência de produção

Parques eólicos geram eletricidade quando há vento, e essa geração depende da velocidade do vento, que não pode ser prevista com precisão nem mesmo em base diária. Isso porque a intensidade do vento flutua de minuto a minuto e pode variar de forma significativa em menos de uma hora. Essas variações afetam tanto o custo de operação quanto a qualidade de suprimento, pois o sistema deve manter o equilíbrio entre a demanda de potência e a potência total gerada pelas usinas que alimentam o sistema.

Para manter o equilíbrio entre oferta e demanda, as fontes convencionais devem variar sua geração não só em resposta às variações de carga, mas também para compensar a flutuação da geração

12 Incluindo nesse elenco a parcela inflexível das fontes termelétricas de alta inflexibilidade.

eólica. Essa combinação obriga o sistema a se afastar do nível de despacho ótimo para cada nível de carga, o que tende a aumentar o custo de operação.

No caso extremo, quando a geração intermitente, somada à parcela inflexível das fontes convencionais, excede a demanda, fato que ocorre em alguns países em que a participação das renováveis na matriz energética já atingiu níveis bastante elevados, o controle de frequência pode exigir o desligamento de geradores marginais, geralmente térmicas a gás ou a carvão, para manter a frequência do sistema.

Dependendo da frequência e duração dessa condição, estabelece-se um ciclo de partidas e paradas em intervalos de tempo muito curtos, que aumentam o custo de operação, ameaçam a integridade física e podem reduzir a vida útil das unidades geradoras flexíveis.

A cada instante, a variabilidade de geração, associada à baixa inércia das turbinas eólicas, causa perturbações localizadas de tensão e de frequência. A implantação de muitas fontes, em locais com regimes de vento distintos entre si, tende a multiplicar essas perturbações. A multiplicidade de perturbações pode sensibilizar os reguladores de tensão e de frequência, cuja atuação, se não for coordenada, pode propagar essas perturbações.

A dificuldade dessa coordenação aumenta com a imprevisibilidade[13] do vento e diminui com a concentração de plantas eólicas numa mesma área geográfica. Por outro lado, a concentração de fontes eólicas, associada à imprevisibilidade do vento, pode levar a falhas de suprimento se não houver reserva de potência e suporte de reativos nos locais e montantes adequados.

Para superar essas dificuldades e viabilizar a operação de sistemas com alta concentração de fontes eólicas, são necessárias unidades geradoras com alta capacidade de tomada de carga e reguladores de resposta rápida, notadamente nos subsistemas Nordeste e Sul.

Essa é a situação ideal para instalar unidades hidrelétricas em poços disponíveis nesses subsistemas, uma solução estrutural não só para compensar a perda de grandes montantes de geração eólica, com mínimo impacto sobre a frequência e as tensões do sistema, mas também para neutralizar eventuais efeitos das eólicas sobre o comportamento dinâmico do SIN.

O comportamento dinâmico de sistemas de potência diz respeito à resposta de um sistema de potência frente a perturbações que alteram o ponto de operação do sistema. Exemplos de tais distúrbios são as alterações de frequência que ocorrem quando há uma desconexão intempestiva de unidades geradoras ou quando uma carga é ligada ou desligada e há quedas de tensão devido a falhas, alterações na potência mecânica ou na tensão de excitação de unidades geradoras, entre outras causas. O sistema é considerado estável se atingir um novo estado de equilíbrio e todos os geradores e cargas que foram conectados ao sistema antes da perturbação ainda estiverem conectados. O sistema é considerado instável se, no novo estado de equilíbrio, há cargas ou geradores desconectados.

A dinâmica de um sistema de energia é regulada principalmente pelos geradores. Assim, se a geração convencional, com geradores síncronos, é substituída, em larga escala, por turbinas eólicas, que usam geradores assíncronos de velocidade fixa ou de velocidade variável com eletrônica de potência, a dinâmica do sistema é afetada, assim como sua estabilidade[14].

A maioria das turbinas eólicas é isolada da rede principal por conversores eletrônicos e a inércia dessas turbinas é praticamente desprezível. Assim, para que o desempenho dinâmico do sistema frente a grandes impactos não seja afetado, medidas preventivas e/ou corretivas devem ser adotadas para manter a integridade do sistema em tais situações.

A degeneração do comportamento dinâmico depende também das interligações entre os subsistemas com geração intermitente e os demais subsistemas com fontes tradicionais.

Deve-se observar, ainda, que muitas plantas eólicas são equipadas com dispositivos de controle

13 Nos leilões de fontes eólicas, a distribuição conjunta de velocidade e direção do vento é estimada, em cada sítio, com base em observações passadas, sem considerar as variações momentâneas, relevantes para a operação em tempo real.

14 Geradores assíncronos duplamente excitados e conversores estáticos bidirecionais interligados ao rotor (DFIG) podem aumentar a margem de estabilidade transitória, em relação aos geradores eólicos assíncronos de velocidade fixa.

que podem desligar os geradores quando há oscilações de tensão, o que pode agravar os problemas dinâmicos inerentes aos geradores de baixa constante de inércia.

Assim, também sob o ponto de vista dinâmico, é recomendável adicionar ao sistema novas fontes síncronas, capazes de prover inércia, potência reativa e capacidade de regulação de tensão e de velocidade, em montantes que permitam compensar, parcial ou totalmente, as características técnicas e operacionais das fontes eólicas.

Destaca-se, nesse contexto, a instalação de geradores síncronos em poços disponíveis em hidrelétricas existentes, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, nas quais se prevê, no horizonte do PDE, a implantação de grandes montantes de fontes intermitentes. Da mesma forma, é importante que o planejamento da expansão leve em conta a disponibilidade desse recurso, que minimiza os impactos desfavoráveis de plantas eólicas na operação do sistema, evitando a perda de confiabilidade e de qualidade de suprimento do SIN.

Outro ponto a ser observado, no planejamento da expansão, é que o prazo de maturação de plantas eólicas é muito menor do que o de geração convencional e de redes de transmissão, o que tem acarretado custos elevados e imprevistos na operação do sistema e do mercado.

Também sob esse aspecto, a implantação de unidades geradoras em poços disponíveis nas hidrelétricas existentes apresenta-se vantajosa em relação a outras soluções não lastreadas em projetos de rápida execução e baixa incerteza de concretização e de conexão ao SIN.

Sob esse prisma, a repotenciação hidrelétrica pode ser vista como uma opção atraente para expandir a capacidade instalada do SIN. A inserção da repotenciação como alternativa de expansão da capacidade instalada se justifica, adicionalmente, pelos seguintes fatos:

- ampla oferta de alternativas de repotenciação, mesmo com o aproveitamento de parte dos poços vazios em hidrelétricas existentes no horizonte de médio prazo;
- multiplicidade de benefícios da repotenciação, cuja identificação e valoração requerem a análise conjunta de aspectos energéticos e elétricos no planejamento do sistema;
- condições mutantes na estrutura do sistema, com aumento da complexidade topológica, redução da capacidade de armazenamento de energia, crescente participação de fontes sazonais e intermitentes, maior imprevisibilidade da demanda de potência, entre outros;
- impacto operacional baixo ou nulo[15], pois envolve fundamentalmente a instalação de equipamentos eletromecânicos convencionais em poços existentes ou previstos;
- impacto ambiental baixo ou nulo, que reduz as incertezas nos prazos de licenciamento ambiental e os riscos de embargo nas fases de comissionamento e de operação;
- prazo de maturação curto, frente a outros recursos para expansão da oferta de potência, que facilita a rápida adaptação do sistema frente a incertezas na demanda[16].

Além de melhorias na qualidade e na confiabilidade de suprimento em horizonte de médio prazo, a repotenciação oferece também benefícios de longo prazo ao SIN, quais sejam:

- redução de custos de operação;
- redução de custos de investimento;
- aumento da capacidade de exportação de energia.

O custo de operação é dado pelo valor presente dos custos de combustíveis e das perdas de transmissão[17].

A redução desse custo, no caso de alternativas de repotenciação, se deve à possibilidade de ganhos no montante e no custo do despacho termelétrico necessário para atender ao critério de reserva de potência operativa (RPO), discutido no Relatório Técnico RT 03 deste projeto. O

15 Em relação a outras modalidades de repotenciação, que envolvem a parada de unidades em operação comercial.

16 Uma incerteza importante se deve à intensificação da geração a diesel na ponta de carga. A EPE estima que a potência instalada a diesel seja de 5 a 6 mil MW, principalmente na Região Sudeste. A redução tarifária em curso, aliada a um aumento do preço do diesel, levaria ao desligamento de muitas dessas unidades, com o concomitante aumento da demanda de ponta no SIN.

17 Nos modelos de otimização, o custo de operação inclui o custo de racionamento (energia) e de interrupção (potência). Nesta análise, trata-se separadamente esses aspectos do custo de operação.

custo de investimento representa o valor atualizado de investimentos em geração e reforços de transmissão associados, ao longo do horizonte de planejamento. A repotenciação pode mitigar ou mesmo eliminar a necessidade de investimentos em geração e/ou em transmissão para prover suporte de tensão, de potência ativa e reativa em regiões com alta concentração de geração eólica, como analisado anteriormente.

Outro benefício da repotenciação hidrelétrica é a possibilidade de ampliar a exportação em base contratual, associada à energia comercializada entre o Brasil e os países interligados, por meio de um agente comercializador. Para atender a esses contratos, a energia deve ser gerada em termelétricas não necessárias ao SIN ou em hidrelétricas quando há vertimento turbinável não alocável no SIN. Essa energia deve ter caráter interruptível, em atendimento aos critérios de segurança do SIN.

ÓTICA REGULATÓRIA

As medidas operativas descritas anteriormente trazem consequências para os agentes de mercado, sendo a principal delas o aumento acelerado dos encargos de serviços do sistema (ESS)[18].

Os encargos de serviços do sistema incluem o ressarcimento, aos geradores, dos custos das "restrições de operação, prestação de serviços ancilares e segurança energética". Segundo a CCEE[19], "[…] o total de recebimentos de ESS por restrição de operação e serviços ancilares apurado ao final de 2010 foi 267% superior àquele apurado em 2009. Já o pagamento do respectivo ESS, efetuado pelos agentes com perfil de consumo, aumentou 345,1% em relação a 2009".

O ESS é pago por todos os agentes com perfil de consumo, contratado ou não, na proporção do consumo sujeito ao pagamento desse encargo. Essa situação realça a necessidade e a importância de incentivar a expansão da capacidade de potência no SIN para viabilizar a formação de sua reserva de potência estrutural.

Ainda que a demanda de potência esteja 100% contratada, atendendo à regulamentação que normatiza o lastro de potência, o sistema requer essa reserva a custos razoáveis para cobrir incertezas nas previsões de demanda e de geração. Essa reserva, porém, não será contratada espontaneamente pelos agentes setoriais, pois a legislação a isso não os obriga, mas tão somente a estarem lastreados em relação à sua própria demanda máxima.

No que se refere à comercialização propriamente dita, a oferta de potência adicional seria importante também para reduzir as penalidades por insuficiência de cobertura de lastro de potência. Assim, por exemplo, as penalidades aplicadas em 2010 superaram em quase 100% os valores verificados em 2009. Isso evidencia a crescente importância, para o mercado, da oferta de potência comercializável. Além disso, a obrigatoriedade de lastro de potência para cobrir as demandas máximas de distribuidoras e consumidores livres tenderá a valorizar a componente demanda (R$/kW) dos contratos, incentivando a expansão da capacidade de atendimento à ponta do sistema.

No que segue, discutem-se as alternativas regulatórias para sua solução em médio e longo prazos.

Alternativas regulatórias

O problema de atendimento à demanda de potência tem solução técnica conhecida, mas sua efetivação em ambiente de mercado depende de alternativas regulatórias que viabilizem as alternativas técnicas, quais sejam:

- motorização adicional de usinas com provisão para novas unidades;
- repotenciação ou modernização de plantas em operação.

Os ganhos de garantia física associados à motorização adicional e à repotenciação de usinas hidrelétricas existentes em geral não propiciam taxa de retorno adequada aos investimentos necessários. Por outro lado, a geração térmica fora da ordem de mérito, por restrições elétricas ou energéticas (balanço de ponta e reserva de potên-

18 De acordo com a CCEE, "Os encargos de serviços do sistema consistem na remuneração dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada submercado, e que não estão incluídos no preço de liquidação das diferenças" (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2011).

19 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2011.

cia), sinaliza claramente o benefício sistêmico da expansão da capacidade instalada[20].

O problema técnico é de natureza sistêmica, representado pela redução de confiabilidade no atendimento à demanda de ponta, redução na reserva de potência operativa ou ainda por índices de confiabilidade globais deteriorados. A solução desse problema, relativamente simples sob a ótica técnica, consiste em expandir a potência instalada no SIN.

Nessa perspectiva, os benefícios sistêmicos podem ser traduzidos por:

- recondução dos índices de confiabilidade a patamares aceitáveis, com quantificação via custos de interrupção;
- redução da geração de usinas termelétricas (UTEs) de alto CVU, acionadas por várias horas além do horário de ponta, em função das rampas de tomada e redução de carga;
- redução de despacho fora da ordem de mérito de UTEs flexíveis contratadas por disponibilidade no ACR, com redução de ESS, o que beneficia os consumidores;
- maior flexibilidade de uso do sistema de transmissão, permitindo acomodar grandes blocos de geração eólica, com elevada variabilidade de ventos;
- ganhos de energia assegurada sistêmica ou de garantia física de energia.

Na regulação vigente, o único benefício sistêmico reconhecido comercialmente é o ganho de garantia física (GF), associado à motorização adicional ou repotenciação de plantas existentes. Assim, a ampliação de potência envolve necessariamente uma de duas situações:

- o caso com ganho de GF é regulado, para hidrelétricas, pela Portaria MME 861.2010. No caso de UTEs, tratamento similar poderia ser dispensado, considerando ainda a Portaria MME 07.2012[21]. Ocorre que, em alguns casos, o ganho de GF isoladamente considerado não viabiliza a ampliação da capacidade, ou seja, reconhecer os benefícios de aumento da potência é essencial para remunerar adequadamente esses investimentos;
- o caso sem ganho de GF pode ocorrer na repotenciação, modernização ou instalação de novas unidades geradoras em hidrelétricas existentes. Nesse caso, como no anterior, a viabilização do empreendimento requer a recuperação do custo de capital e do aumento do montante de uso do sistema de transmissão (MUST). Para isso, é necessário regulamentação específica, que poderá se basear em instrumentos regulatórios, tal como a Portaria MME nº 07.2012, vista a seguir.

A Portaria MME nº 07.2012 define os conceitos necessários e os procedimentos de cálculo para estabelecer a GF de empreendimentos termelétricos que tenham solicitado troca de combustível depois de terem vencido leilões que outorguem CCEAR de energia nova.

O MME definiu o cálculo da garantia física de um empreendimento termelétrico candidato à troca de combustível pelo método dito incremental[22], que considera a possibilidade de que um único empreendimento substitua vários outros – mesmo que movidos por diferentes combustíveis – desde que esse novo projeto adicione garantia física ao SIN.

O método incremental oferece uma solução tecnicamente correta para o problema, pois apropria ao novo empreendimento apenas o incremento de garantia física (GF) devido ao combustível substituído, calculado sob as mesmas condições de sistema. Dessa forma, se as variações em relação à configuração do SIN vigente à época do leilão, que embasou o cálculo

20 Paradoxalmente, ganhos de complementação térmica oriundos de contratos por disponibilidade no ACR, que deveriam ser apropriados pelos consumidores, são atualmente usados para cobrir déficits de ponta "hidrelétrica".

21 Ministério de Minas e Energia, 2012.

22 "Art. 1º A garantia física de energia de empreendimento candidato à mudança de combustível, na forma do disposto na Portaria MME nº 649, de 13 de dezembro de 2011, será objeto de novo cálculo, conforme metodologia descrita a seguir: (i) $GF_{nova} = \sum_{i=1}^{n} GF_{vigente,i} + \Delta GF$ [...], sendo $GF_{vigente,i}$: montante de garantia física de energia do empreendimento 'i', que estiver vigente na data de requerimento da mudança de combustível. No caso de reagrupamento de usinas termelétricas, será considerado o somatório das $GF_{vigente}$ de cada uma dessas usinas; GF_{nova}: novo montante de garantia física de energia do empreendimento definida pela aplicação da metodologia definida neste artigo; ΔGF: ganho incremental de garantia física de energia."

da GF original, forem tais que, com qualquer combustível, haja aumento expressivo de GF, a GF adicional a ser apropriada ao empreendimento com novo combustível será igual à original, calculada nas condições vigentes à época do leilão, mais a variação de GF, calculada considerando o combustível original e o novo combustível, mas considerando a configuração atual do SIN. Embora estabelecida para regular a substituição de combustíveis em termelétrica licitados em leilões de energia nova, essa formulação poderia ser aplicada também em casos de *retrofit* de empreendimentos existentes (reforma ou modernização de UHEs, por exemplo), mesmo que isso não envolva mudança de combustível.

Observe-se que o MME estabeleceu uma regra racional ao fazer uma comparação baseada em condições atuais de configuração do sistema, CVU e procedimentos de cálculo, evitando atribuir um valor de GF para a mudança de arranjos com base em premissas ultrapassadas[23].

Leilão de potência

A proposta de um processo competitivo, baseado em leilão de potência, se entende mais adequada à situação a ser enfrentada, de forma a estabelecer uma solução de característica estrutural. A ideia central é de estabelecer um processo competitivo em que inicialmente os *agentes de planejamento e de operação (EPE e ONS) dimensionam a expansão de potência adequada às necessidades do SIN, em curto e médio prazos*.

Na sequência, promove-se um leilão de potência, em que o MME, com base nos estudos do ONS e da EPE, especifica *a potência a ser contratada*, atentando para a necessidade de compatibilizar o prazo da concessão com a duração do contrato de potência, até que se resolva a questão de renovação das concessões. O referido leilão de potência pode contemplar a situação de existir renda adicional decorrente do montante associado de garantia física, quando houver. Nesse caso, propõe-se extrair essa renda adicional e canalizá-la em benefício do consumidor, como segue:

- o empreendedor recebe uma receita fixa pela disponibilidade do adicional de potência (similar aos contratos de disponibilidade) e comercializa livremente o ganho de GF;
- da potência acrescentada total na motorização adicional ou repotenciação da usina, o regulador segrega uma parcela associada ao ganho de GF – via fator de capacidade anterior à expansão de potência –, sendo que a diferença entre o total de potência expandida e o montante associado à GF poderá ser contratada via leilão de potência.

Note-se que, na prática, resultarão preços menores para competidores com aumento de GF, sendo que o consumidor será beneficiado por essa redução.

Entende-se que a solução proposta é melhor que a de obter a expansão marginal de ponta por licitação de prestação de serviços ancilares, pois os ganhos sistêmicos associados vão além do atendimento aos critérios de RPO, além de se estar introduzindo uma solução de natureza estrutural. De fato, admitindo-se que o leilão para contratação de potência seria realizado nos moldes do leilão de reserva, abrangendo tanto o ACR quanto o ACL (como os benefícios são sistêmicos, todos devem pagar), com dimensionamento de montantes a serem contratados norteados por visão de longo prazo.

Na vertente estrutural, passado o momento de contratação de reforços de potência em caráter emergencial (leilão para motorização adicional de UHEs existentes com provisão para novas unidades geradoras), a contratação de potência ocorreria em conjunto com os leilões de energia nova para o ACR, de tal forma que um empreendedor hidrelétrico poderia ofertar determinado empreendimento com motorização mínima, fixada de acordo com o estudo de viabilidade econômica conduzido pela EPE, para respaldar a garantia física que estaria sendo comercializada e, na sequência, ofertar potência no leilão específico, em que poderia viabilizar uma motorização da usina superior àquela que estaria disposto a implementar se houvesse apenas o leilão de energia nova usual.

23 O empreendimento original conserva a GF calculada nas mesmas condições em que foi definida a GF vigente, evitando assim alterar a placa antes do prazo legal de revisão da GF.

Note-se que hoje a maioria dos empreendedores oferece plantas hidrelétricas com fator de capacidade bastante elevado, que na atualidade é incompatível com o quadro de requisito de potência que está configurado, sendo que a proposta apresentada permitiria criar um incentivo aos empreendedores hidrelétricos a prever maior capacidade de ponta já no projeto da usina, contribuindo para uma solução estrutural do problema que agora aflige o setor.

Considerando-se que a formulação do encargo de potência contempla parâmetros ainda não disponíveis, que se levaria muito tempo para voltar a avaliar, e, principalmente, a duração do processo de validação, propõe-se avaliar o teto de preço para leilão de potência derivado diretamente de uma avaliação dos benefícios sistêmicos proporcionados (geração térmica evitada, por exemplo).

Um outro balizador, que permitiria que o regulador adotasse o menor dos dois, seria uma estimativa do preço de mercado para adicionar unidades geradoras ou ainda repotenciar usinas, adotando-se o valor adequado à situação (a ideia é evitar alocar aos empreendedores, desnecessariamente, ganhos que poderiam ser apropriados pelos usuários do SIN).

Os valores contratados dariam margem a encargos fixos no tempo (apenas indexados a efeito de correção monetária) e não valores unitários variáveis, calculados anualmente, conforme adotado em alguns países, garantindo desse modo a adequada recuperação do investimento.

Entende-se que a legislação de maior hierarquia (Lei 10.848) não veda a solução proposta, que poderia ser totalmente regrada em curto prazo por meio de um decreto e resoluções da Aneel.

Por fim, vale destacar aspectos que são certamente de muita relevância e que se referem à compatibilização entre energia contratada em leilões de potência, nos moldes de leilão de reserva, com os contratos de potência, exigidos por lei para garantir respaldo para a demanda de ponta no segmento de consumo. Nessa perspectiva, convém sublinhar os seguintes pontos:

- Com o mecanismo de expansão de potência (leilão) implementado e funcionando em "regime permanente", no ACR as distribuidoras declaram (como hoje) necessidades de energia e potência e contratam, incorporada nos CCEARs de energia nova, parte ou totalidade de seus requisitos de potência, na medida em que, associada à energia contratada de cada empreendimento, estará uma potência que corresponde ao chamado nível de motorização vinculado à energia, definido regulatoriamente.
- Posteriormente haveria o leilão de potência, específico para cobrir as necessidades sistêmicas detectadas nos estudos da EPE e ONS, no qual todos os agentes do segmento de consumo teriam que contratar a parte da potência que lhes corresponda (alocada com respaldo do devido dispositivo regulatório, que poderia ser do tipo proporcional ao lastro de potência exigido de cada agente de consumo), sendo que o adicional contratado seria também computado como lastro de potência, válido para efeito de comprovação no âmbito da CCEE. Há que se observar que, como o lastro de potência visualiza apenas o balanço de ponta de cada agente de consumo e não inclui a reserva de potência operativa e tampouco necessidades adicionais derivadas de requisitos de desempenho elétrico do sistema, ao final do processo os agentes de consumo deverão resultar com sobra de lastro em relação aos requisitos definidos na legislação.
- No início do processo, há que se definir critérios para especificar a chamada "placa de potência" de cada gerador (garantia física de potência), de tal forma que os geradores existentes e novos já contratados e que comercializaram CCEAR com as distribuidoras tenham definido o lastro de potência atrelado à energia já contratada e que seria imediatamente incorporado ao lastro de potência de cada distribuidora. Seriam os "contratos iniciais" de potência para as distribuidoras.
- No ACL, os geradores teriam definida a sua placa de potência e o montante mínimo de potência associado ao contrato de energia, que automaticamente contaria como lastro de potência. Os requisitos adicionais poderiam ser contratados com os geradores atuantes no mercado livre e que tivessem parte de sua placa descontratada.

No âmbito dessa proposta, não se julga interessante estabelecer que os geradores, uma vez contemplados com uma placa de potência, sejam obrigados regulatoriamente a deixar parte dessa placa descontratada para cobrir as necessidades de

RPO, até porque essas necessidades são variáveis no tempo e devem atender a critérios locacionais, tornando pouco provável que a obrigação de placa descontratada fixada em percentual regulatório da potência instalada, conjugada com a obrigatoriedade de contratação de lastro de potência, garantisse a melhor opção sistêmica.

RESUMO DO PROJETO DE P&D: TÉCNICA ORIGINAL E INOVAÇÕES PROPOSTAS

As atividades realizadas nas etapas 1 e 2 do projeto visaram não só a levantar o estado da arte em relação aos métodos e modelos em uso no planejamento da reserva operativa, mas também identificar os impactos de mudanças estruturais na configuração do sistema, tais como a inserção da fonte eólica em larga escala no SIN. Visaram também a avaliar os benefícios da instalação de capacidade adicional em poços vazios em hidrelétricas existentes. Com base nesses levantamentos, foi desenvolvida a Etapa 3, em que foram abordados os aspectos conceituais da repotenciação hidrelétrica, na modalidade "ampliação da capacidade instalada", como descrita no Relatório Técnico RT03. Ainda nessa etapa, foi complementado o levantamento documental da Etapa 1 (RT01) e o levantamento de dados da Etapa 2 (RT02), ambos com base em fatos e dados originados na operação do sistema, que corroboraram a necessidade sistêmica de instalar capacidade hidrelétrica adicional e confirmaram a existência de lacunas regulatórias, que inviabilizam empresarialmente essa ampliação de capacidade.

Uma vez caracterizadas essas lacunas, finalizou-se essa etapa apontando-se alternativas regulatórias para viabilizar a expansão da capacidade instalada em hidrelétricas existentes com poços vazios, em termos empresariais.

Com base nos resultados da Etapa 3, foi desenvolvida a Etapa 4, que contemplou o estabelecimento de um arcabouço conceitual para formulação e análise de alternativas de expansão da capacidade instalada em centrais hidrelétricas, em médio prazo (PMO) e longo prazo (PDE). Em médio prazo, aplica-se à análise da repotenciação de usinas existentes. Em longo prazo, aplica-se ao planejamento da repotenciação de hidrelétricas existentes ou da motorização de projetos hidrelétricos em fase de viabilidade. Em ambos os casos, enfocam-se os benefícios no SIN como um todo.

Ainda nessa Etapa 4, foram detalhadas as inovações metodológicas e as medidas regulatórias necessárias para viabilizar a instalação de conjuntos turbina-gerador adicionais em poços vazios de hidrelétricas existentes, tanto sob a ótica sistêmica quanto sob a empresarial.

Na Etapa 5 foi realizada uma avaliação detalhada dos benefícios sistêmicos do uso de poços vazios em hidrelétricas existentes, levando em conta a inserção massiva da fonte eólica no SIN, prevista em horizonte de médio prazo. Os resultados de estudos de simulação feitos com apoio dos modelos Newave e Suishi-o e de estudos de confiabilidade composta feitos com uso do modelo NH2 evidenciam ganhos de confiabilidade e redução significativa de riscos de déficit e custos de operação, com reflexos positivos no custo marginal de operação (CMO) em submercados onde ocorre a motorização adicional de hidrelétricas existentes.

As etapas 6 e 7 foram desenvolvidas em conjunto, dadas as características de similaridade das atividades envolvidas, quais sejam, a aplicação de modelos computacionais de forma coordenada para avaliar os benefícios energéticos e elétricos associados à motorização adicional de usinas hidrelétricas existentes.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O artigo apresenta em detalhe as dificuldades que vêm sendo enfrentadas para garantir o atendimento da ponta de carga do SIN. Nessa perspectiva, configura-se claramente o problema a ser enfrentado, que se caracteriza por benefícios sistêmicos elevados (redução da geração termelétrica hoje necessária para atendimento aos requisitos de reserva operativa do sistema, por exemplo) e benefícios privados (ótica empresarial) reduzidos, fato que não incentiva a expansão de ponta nos sítios do parque gerador onde essa possibilidade já é existente (motorização adicional ou repotenciação de usinas operativas) e tampouco incentiva uma expansão de ponta estrutural, adequada aos requisitos do SIN no futuro. Como solução a essa problemática, propõe-se a realização de leilões de potência, caracterizados anteriormente.

BIBLIOGRAFIA

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração – BIG. Aneel, fevereiro de 2008.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional – BEM*. Rio de Janeiro, EPE, 2005.

_____. *Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030*. Rio de Janeiro, EPE, 2007.

MME. *Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas*. Rio de Janeiro, Ministério de Minas e Energia e Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), 2007.

SANTOS, Cícero Mariano P. "Reflexões sobre a Modernização do Parque Hidrogerador Diante dos Avanços Tecnológicos e dos Instrumentos Regulatórios", in *XVII SNPTEE*. Grupo I. Uberlândia, 19 a 24 de outubro de 2003.

SANTOS, Cícero Mariano P.; COELHO, Jorge; DIAS, Acires. "Uma Contribuição Metodológica para a Modernização de Unidades Hidrogeradoras", in *XV SNPTEE*. Grupo I. Foz do Iguaçu, 17 a 22 de outubro de 1999, pp. 1-6.

VEIGA, José Roberto C. "Oportunidades de Negócio com a Repotenciação de Usinas: Aspectos Técnicos, Econômicos e Ambientais". Dissertação de mestrado. São Paulo, Programa de Pós-Graduação em Energia da USP, 2001.