



**Oferta e Demanda de Energia – o papel da tecnologia da  
informação na integração dos recursos**  
26 a 28 de setembro de 2016  
Gramado – RS

## **A expansão das usinas hidrelétricas na região amazônica: desafios operacionais e regulatórios**

Paola Susana Dorado Goitia

Dorel Soares Ramos

Nivalde José de Castro

Roberto Brandão

### **RESUMO**

O sistema elétrico do Brasil se caracteriza por ser um sistema com nítida preponderância hidrelétrica. Todavia o país possui um grande potencial hídrico remanescente, situado principalmente na região amazônica. As usinas fio d'água, construídas nesta região, representam um grande desafio para o setor, principalmente para a operação do sistema, traduzindo também uma necessidade importante de ajustes no marco regulatório do setor para contornar os problemas que emergiram da alteração de características do sistema interligado.

**Palavras-chave:** Usinas fio d'água, capacidade hídrica, operação do sistema.

### **ABSTRACT**

The Brazilian power generation system presents a clearly preponderance on hydroelectric plants. Brazil still has a large remaining hydro potential, mainly located in the Amazonia region. The "run of the river" hydroelectric power plants represent a bigger challenge for the sector, especially from the operational point of view. With the purpose of properly facing these challenges, regulatory adjustments may be required.

**Keywords:** "Run of the river" hydroelectric power plant, hydroelectric capacity, system operation, Brazilian interconnected system expansion.

## 1. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico do Brasil se caracteriza por ser um sistema com nítida preponderância hidrelétrica, embora tenha ocorrido um aumento significativo das outras fontes de geração, principalmente eólica e térmica. Não obstante, o Brasil ainda tem um grande potencial hídrico remanescente localizado na região amazônica do país. Justifica-se assim que a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) considere que a maior expansão da geração hidroelétrica acontecerá na região norte.

Nesse contexto, a expansão hidrelétrica baseada em usinas fio d'água<sup>1</sup> representa grandes desafios para o setor. O objetivo deste artigo é realizar uma análise do impacto que esta expansão pode ter na operação do sistema interligado nacional (SIN) assim como na regulação do setor.

Para isso, na primeira parte do trabalho se analisa a situação atual da geração hidrelétrica e suas perspectivas no futuro, abordando-se ainda a necessidade de ampliação do sistema de transmissão. Na sequência, são ressaltadas algumas das consequências operacionais decorrentes da expansão do sistema com base em usinas fio d'água. Por fim, são delineados e discutidos brevemente alguns dos desafios regulatórios identificados.

Consolidando as análises, as conclusões apontam que a radical alteração na estrutura da capacidade hídrica do país determina novos desafios operativos no setor, que tem rebatimento na necessidade premente de ajustes regulatórios.

## 2. GERAÇÃO HIDRELÉTRICA, SITUAÇÃO ATUAL E PERSPETIVAS

Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) 61% da capacidade instalada em 2016 corresponde a usinas hidrelétricas (UHE) (ANEEL, 2016a). No entanto, deve-se considerar que nos últimos anos houve um forte aumento na participação de outras fontes dentre as quais se destaca a geração eólica e a térmica que, para 2016, representaram 5,9% e 28%<sup>2</sup> da capacidade instalada respetivamente.

Dos 86.915 MW instalados de energia hidrelétrica em 2016, o 40,5% se encontra na região Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), como se observa da Tabela 1, sendo que nesta região se encontram os principais reservatórios de regularização. Constata-se, que na região Norte (N) atualmente se encontra o 20,7% da geração

---

<sup>1</sup> Configuração de reservatório utilizada na construção de usinas hidrelétricas na Amazônia.

<sup>2</sup> Inclui as térmicas de biomassa.

hídrica do país. São três as UHE's que concentram aproximadamente 80% da capacidade hídrica instalada na região amazônica: Tucuruí I e II (8.535 MW) localizada no rio Tocantins no estado do Pará, Santo Antônio (2.715 MW) e Jirau (3.075 MW) ambas localizadas no rio Madeira no estado de Rondônia<sup>3</sup>. Importante destacar que destas três grandes UHE apenas Tucuruí I e II tem um grande reservatório, enquanto as UHE de Santo Antônio e Jirau se caracterizam por ser usinas de baixa queda, denominadas fio d'água, que não requerem grande área alagada e, portanto, têm um menor impacto ambiental.

Tabela 1 – Capacidade hidrelétrica instalada em 2016

Região	Potência Fiscalizada (MW)	Participação (%)
Sul	21.818	25,1
Sudeste/Centro-Oeste	35.158	40,5
Norte	17.964	20,7
Nordeste	11.974	13,8
<b>Total</b>	<b>86.915</b>	

Fonte: ANEEL, Banco de Informações de Geração, 2016

O Brasil ainda tem um grande potencial hídrico estimado em 136 GW no ano 2013 (EPE, 2014), sendo que a maior parte se encontra na região amazônica. Isso justifica que o Plano Decenal de Expansão 2024 (PDE 2024) considere que grande parte da expansão do sistema se dará na base de fontes hídricas. Assim, dos 73.569 MW que devem ser adicionados ao SIN até 2024, cerca de 38% corresponde a projetos hidrelétricos, demandando um investimento de R\$73,1 bilhões (EPE, 2015).

A Tabela 2 mostra que dos 28.349 MW de UHE que devem ser adicionados, 89,6% dos projetos se encontram na região N. Desta forma, considerando que todos os projetos do PDE 2024 serão concretizados, em 2024 a região N representará 23% da capacidade total instalada no SIN.

<sup>3</sup> Potência Fiscalizada pela Aneel que é a considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora

Tabela 2 – Expansão da oferta hídrica até 2024

Região	Aumento da oferta hídrica (MW)	Participação no aumento da oferta (%)	Participação na capacidade instalada do SIN 2024 (%)
Sul	1.854	6,5	14
Sudeste/Centro-Oeste	1.087	3,8	42
Norte	25.408	86,6	23
Nordeste	-	-	21
<b>Total</b>	<b>28.349</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Fonte: PDE 2014 (p.82-85)

Além da maior expansão de geração hidrelétrica acontecer na região amazônica, nesta se encontram os projetos de maior porte. Destaca-se Belo Monte (11.233 MW), cuja primeira turbina já se encontra em operação comercial, assim como São Luiz de Tapajós (8.040 MW), cujo leilão ainda não foi realizado. Em conjunto estas duas UHE representam 76% da capacidade que deverá ser adicionada no norte do Brasil.

Por outro lado, o sistema de transmissão é fundamental para aproveitar a oferta adicional de energia da região amazônica. A diferença de consumo existente entre os sub mercados<sup>4</sup> faz com que a oferta excedente de energia da região N seja destinada ao consumo da região SE/CO. Além disso, a adequada capacidade de interligação permite otimizar o despacho de energia a través do aproveitamento dos diferentes regimes hidrológicos, facilitando a adequada gestão dos reservatórios.

Na Figura 1 é possível observar que, na medida que as unidades geradoras das UHE da região amazônica, principalmente Santo Antônio e Jirau, foram entrando em operação comercial, o intercâmbio de energia entre as regiões N e SE/CO evidenciou uma intensificação especialmente no período úmido do ano (dezembro-abril). Desta forma, fica bastante nítida a importância de ter uma capacidade de transmissão suficiente para escoar a energia que será adicionada na região Norte do país.

O PDE 2024 considera que será necessário adicionar aproximadamente 84.000 MW médios de capacidade de transporte no sistema de transmissão, dos quais mais de 70% estará atrelado à expansão da geração na região norte do país.

<sup>4</sup> O Brasil está dividido em quatro sub mercados de energia: Norte, Nordeste, Sudeste/ Centro-Oeste e Sul

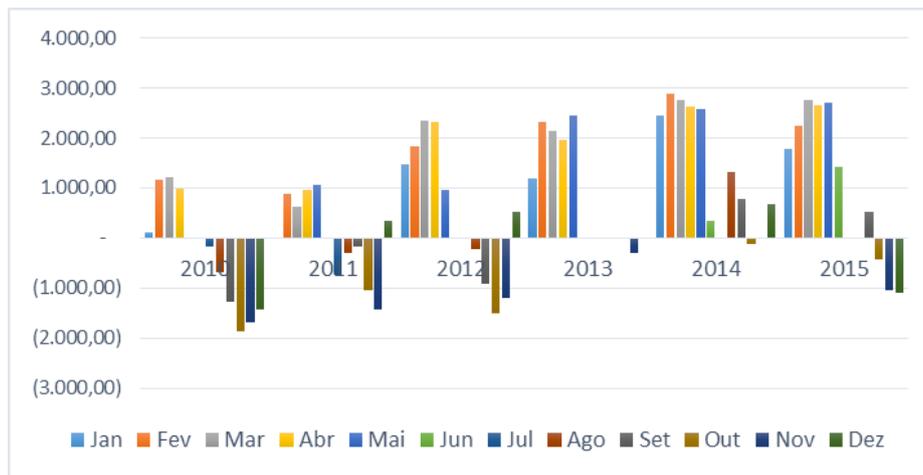


Figura 1 – Intercâmbio de energia N - SE/CO em MWmed, 2010-2015  
(ONS, 2016 – Histórico de operação)

### 3. DESAFÍOS NA OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Para fins operativos se distinguem dois tipos de fontes, as controláveis e as não controláveis. As fontes controláveis são aquelas sobre as quais o operador tem controle de despacho, tais como as térmicas flexíveis e as UHE com reservatórios de regularização. Por outro lado, as fontes não controláveis são aquelas que produzem energia sempre que o recurso esteja disponível, sem controle direto do operador, como as usinas eólicas e solares e as plantas de cogeração a biomassa, já que nesse último caso a produção está vinculada a um processo industrial em andamento.

Do ponto de vista energético, ou seja, controle de uma produção média em um período mais extenso do tempo (mês, por exemplo), pode-se dizer que as plantas hidrelétricas a fio d'água e plantas térmicas com inflexibilidade<sup>5</sup> também não são controláveis. Neste contexto, na medida em que as fontes não controláveis produzam menos do que o esperado em determinado lapso de tempo, o Operador Nacional do Sistema (ONS) deverá despachar as usinas controláveis para poder assegurar o suprimento adequado da demanda.

Grande parte das usinas não controláveis se caracterizam pela intermitência e sazonalidade da produção. Assim, as UHE fio d'água das regiões N, NE e SE/CO usualmente experimentam uma intensificação da geração durante o período úmido do ano (dezembro-abril), enquanto usualmente produzem menos no período seco<sup>6</sup>.

<sup>5</sup> Uma UTE tem inflexibilidade quando existe uma quantidade mínima de energia que deve produzir, independentemente do despacho, devido a restrições no contrato de combustível. Ainda se considera as centrais nucleares como uma UTE inflexível.

<sup>6</sup> No caso da região N a variação sazonal é realmente muito significativa, já que as vazões do período chuvoso podem atingir cerca de 20 vezes as vazões do período seco.

Por outro lado, as usinas eólicas e solares são altamente intermitentes produzindo somente quando tiver disponibilidade de vento e sol, sendo que plantas solares sem armazenamento experimentam uma interrupção diária de produção, que ocorrer do entardecer ao nascer do sol. Uma condição distinta, pois a produção é previsível com relativa precisão durante parte do ano, se verifica na geração térmica com biomassa, cujo potencial responde principalmente aos volumes de safra de cana de açúcar, durante o período hidrológicamente seco do ano. Cabe destacar que existe complementariedade sazonal da geração eólica e térmica com biomassa com o ciclo hidrológico, contudo o operador do sistema tem que contar com uma quantidade suficiente de fontes controláveis para manter o sistema operando de forma segura e podendo fazer frente às variações das fontes intermitentes.

Adicionalmente, o ONS deve operar com uma margem de reserva de potência operativa. Esta reserva é fundamental para cobrir os aumentos inesperados da demanda de energia, saídas forçadas de unidades geradoras entre outros eventos imprevisíveis da programação energética. Atualmente, o ONS adota o critério de segurança de 5% a mais da demanda de potência máxima esperada para cada sub mercado.

Conforme analisado na seção anterior, a expansão da oferta hidrelétrica do país acontecerá principalmente na região N e com base em UHE fio d'água, não controláveis, limitando a capacidade de regularização do SIN.

Normalmente durante o período úmido do ano (dezembro–abril) a demanda de energia é principalmente atendida por fontes hídricas. Na medida que sejam concretizadas as UHE's da região norte, as usinas fio d'água terão uma participação crescente no fornecimento durante o período úmido, porém durante o período seco (maio-dezembro) a participação destas usinas será menor. Portanto, durante o período seco existirá uma maior necessidade de fontes controláveis para assegurar a demanda.

Historicamente os reservatórios foram utilizados para atender a demanda durante o período seco do ano, minimizando o uso de fontes térmicas no sistema. Porém, na medida em que a demanda aumente e a oferta adicional de energia seja basicamente de fontes não controláveis, os reservatórios cada vez terão menor capacidade de regularizar o sistema. Neste sentido, a Figura 2 mostra que a relação entre a capacidade máxima de armazenamento dos reservatórios e a demanda de energia vem se reduzindo nos últimos anos.

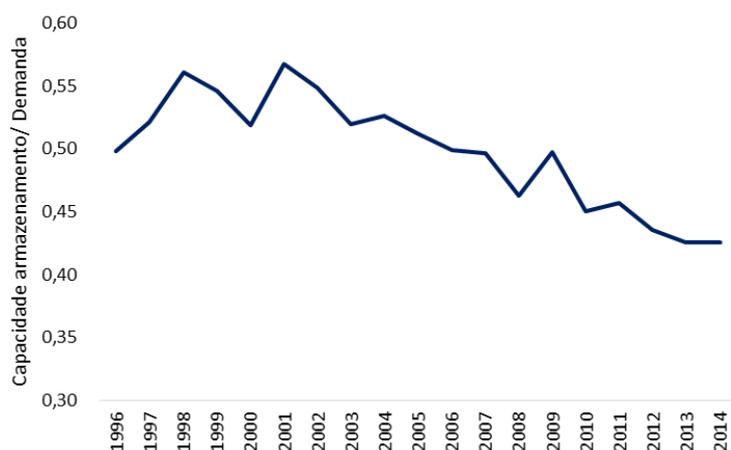


Figura 2 – Relação entre a capacidade de armazenamento do SIN e a demanda, 1996-2014  
(ONS, 2016 e EPE, 2014)

Além de reduzir a capacidade de regularização do sistema, a maior inserção de fontes não controláveis, especialmente de UHE fio d'água, terá impactos na sazonalidade da operação. Neste sentido, conforme a demanda por energia aumente e a maior produção de energia hídrica aconteça no período úmido, será necessário esvaziar mais rapidamente os reservatórios durante o período seco a fim de atender a demanda, enquanto haverá uma maior necessidade de encher os reservatórios durante o período úmido. Assim, os reservatórios existentes terão que ser operados de forma mais agressiva determinando uma maior variação no seu nível ao longo do ano.

Fica, portanto, evidente a necessidade de contratação de fontes complementares, principalmente controláveis, para atenuar o risco de não enchimento dos reservatórios diante um cenário hidrológico adverso. Ainda mais, considerando a impossibilidade de construir UHE com grandes reservatórios, é imperativa a contratação de usinas térmicas (UTE).

A perda gradual da regularização do sistema elétrico, e a consequente operação mais agressiva dos reservatórios ao longo do ano, tende a agravar o problema de reserva de potência observado no setor, principalmente nos sub mercados Sul e SE/CO. Desde 2010 o ONS vem despachando UTE fora da ordem de mérito e postergando a manutenção de unidades geradoras para superar a baixa disponibilidade de potência no sistema.

Na medida que os reservatórios tenham maiores variações no nível da água ao longo do ano, o maior deplecionamento destes durante o período seco significa perdas expressivas de potência disponível nas UHE devido a redução da altura de

queda da água. Portanto, essa situação obriga ao maior despacho de UTE acima da inflexibilidade, e fora da ordem de mérito, para conseguir atender a ponta do sistema, conforme se observa na Figura 3.



Figura 3 – Geração térmica acima da inflexibilidade, 2013-2015 (Soares, 2015 p.8)

Soares (2015) menciona que, no curto prazo, isso denota a redução da reserva operativa do sistema, enquanto no longo prazo evidencia a falta de incentivo para a expansão da potência no setor.

#### 4. DESAFÍOS REGULATÓRIOS IDENTIFICADOS

Com base no analisado até aqui, podem ser identificados dois grandes problemas de cunho regulatório. O primeiro está vinculado à expansão do sistema de transmissão, enquanto o segundo tem a ver com os requisitos de reserva de potência que apresenta o sistema.

##### 4.1. Expansão do sistema de transmissão

Em linha com o mencionado na primeira seção, a ampliação da oferta de energia advinda da região N requer do reforço do sistema de transmissão para escoar essa energia, principalmente para o mercado da região SE/CO. A EPE (2015) estima que até 2024 o sistema de transmissão deverá incorporar mais 211.615 Km de linhas, além das subestações, demandando um investimento total de R\$107,8 bilhões.

No entanto, na Tabela 3 se evidencia uma crise no investimento para a expansão das linhas de transmissão. Observa-se que nos últimos três anos (2013-

2015) os lotes de linhas de transmissão que não tiveram proponente no leilão aumentaram drasticamente, até que em 2015 mais da metade dos lotes leiloados não conseguiu investidor. Ainda se verifica uma queda significativa no deságio oferecido com respeito a Receita Anual Permitida (RAP) para cada lote leiloado.

Tabela 3 – Resultado leilões de transmissão, 2010-2015

Ano	# Leilões	# Lotes	# Lotes sem proponente	Lotes sem proponente (%)	Deságio médio (%)
2010	3	20	1	5	33,7
2011	3	24	1	4,2	25,1
2012	4	23	3	13	16,7
2013	5	39	15	38,5	11,6
2014	3	35	18	51,4	9,4
2015	4	51	28	54,9	4,6

Fonte: Aneel, 2016b.- Editais de transmissão

Além da crise no investimento, 62% dos empreendimentos de transmissão estão com atrasos em relação ao cronograma original (Aneel 2015), estes atrasos estão relacionados principalmente, mas não unicamente, ao processo de licenciamento ambiental<sup>7</sup>.

A falta de investimento está relacionada a dois fatores fundamentais. O primeiro é a precária situação financeira de algumas empresas de transmissão decorrente da MP 579<sup>8</sup>, a qual determinou que aquelas empresas de transmissão que tiveram sua concessão renovada de forma antecipada receberiam uma tarifa suficiente para cobrir os custos sem remuneração dos ativos. Ainda, devia existir uma indenização para aqueles investimentos realizados que não foram totalmente depreciados, mas foi somente neste ano, 2016, que se definiu que as indenizações correspondentes seriam recuperadas do consumidor através da tarifa de transmissão. O atraso no recebimento das indenizações, juntamente com a redução da tarifa de transmissão, determinou uma difícil situação financeira para as empresas do setor, além de criar um clima de insegurança regulatória, limitando a participação destas em novos empreendimentos.

O segundo fator tem a ver com a RAP máxima oferecida nos leilões. A queda no deságio observada nos últimos anos mostra que os valores da RAP nos leilões é considerada insuficiente para os novos investimentos, o que afasta os potenciais investidores. De fato, observou-se que nos últimos anos alguns lotes

<sup>7</sup> Importante mencionar a paralização das obras que estavam a cargo da Abengoa, relacionadas a parques eólicos e, principalmente, à UHE Belo Monte, devido a crises financeira da matriz na Espanha.

<sup>8</sup> Declarada Lei 12.783 em 2013

foram oferecidos em mais de um leilão acrescentando drasticamente a RAP a fim de conseguir investidores interessados<sup>9</sup>.

#### **4.2. Aumento de reserva operativa**

Na seção anterior se evidenciou que o problema de reserva de potência tenderá a se agravar, na medida em que as novas UHE da região amazônica entrem em operação, posto que os reservatórios existentes deverão ser operados mais agressivamente ao longo do ano. Ainda, se mostrou que na medida que os reservatórios reduzam a capacidade de regularizar o sistema, será necessária a contratação de fontes complementares à hídrica.

Embora as usinas eólicas e térmicas com biomassa tenham um ciclo de produção complementar ao ciclo hidrológico, estas fontes se caracterizam por ser não controláveis além de ainda representar uma pequena proporção da matriz elétrica. Portanto, fica evidente a necessidade de contratar fontes controláveis que permitam manter a confiabilidade do sistema. Considerando que não é mais viável construir UHE com reservatório nos dias de hoje, o aumento das fontes controláveis terá que acontecer com base em UTE.

Entre 2010 e 2015 foram contratadas oito novas UTE, a maioria delas a gás natural ciclo combinado (Aneel, 2016c). Verificou-se, também, que existem 112 empreendimentos térmicos com combustível fóssil que ainda estão em construção ou em processo de licenciamento, representando 7.912 MW (Aneel, 2016a).

Porém, a expansão do sistema está acontecendo com base em usinas não controláveis. Considerando que praticamente todas as novas UHE que entrem em operação serão fio d'água, a única fonte controlável que pode ser adicionada ao sistema são as UTE. Neste sentido, se observa na Tabela 4 que dentre as usinas que ainda não estão em operação comercial, quase 80% corresponde a fontes não controláveis. A consequência disso é que, pelo menos no curto prazo e na medida em que os reservatórios sejam operados mais agressivamente, os problemas de reserva de potência somente tenderão a piorar.

---

<sup>9</sup> Este é o caso do lote composto por três linhas de transmissão de 230 kV, de Xingu a Altamira, de Altamira a Transamazônica e de Transamazônica a Tapajós, além de duas subestações, que foi oferecido no leilão 001/2014 no Lote A com uma RAP de R\$.38.745.780,00, posteriormente foi oferecida no leilão 004/2014 no Lote B com uma RAP de R\$.65.311.636,90, e por fim no leilão 001/2015 Lote D com RAP de R\$. 119.083.697,68 onde o vencedor ofereceu apenas 1,49% de deságio

Tabela 4 – Usinas que ainda não iniciaram operação comercial

<b>Fonte</b>	<b>Potência (MW)</b>	<b>Participação no total (%)</b>
Controláveis	7.912	20,4
UTE	7.912	
Não controláveis	30.941	79,6
UHE	14.085	
Biomassa	2.093	
Eólica	9.252	
Solar	1.842	
Outros*	3.669	
<b>Total</b>	<b>38.853</b>	

Fonte: ANEEL, Banco de informações de geração, 2016

Ainda mais, enquanto as UTE ciclo combinado não sejam despachadas como usinas de base, será cada vez maior a necessidade de despacho fora da ordem de mérito a fim de atender a ponta do sistema. A contratação de UTE ciclo combinado somente faz sentido se estas centrais fossem operadas na base do sistema, a razão disso é que este tipo de UTE têm longos períodos de sincronização com o sistema, fator que obriga ao ONS despachá-las fora da ordem de mérito com muita antecedência para poder atender a ponta, isso se traduz em um gasto maior de combustível e, conseqüentemente, em um elevado custo

Todavia a maior contratação de UTE que operem na base pode ajudar a não operar tão agressivamente os reservatórios ao longo do ano, pois possibilitaria a estocagem de água a fim de atender a ponta.

Uma outra solução técnica possível, para equacionar o problema de falta de reserva de potência, seria a motorização adicional e/ou repotenciação e modernização das UHE já existentes. Soares (2015) aponta que esta possibilidade poderia adicionar aproximadamente 5.000 MW ao sistema. Porém não existem incentivos econômicos para que os agentes decidam investir no aumento da potência das usinas existentes.

Atualmente a comercialização de energia se baseia no conceito de Garantia Física (GF) que, via regra específica, representa uma fração da energia que a usina poderia produzir e determina a quantidade de energia máxima que esta pode comercializar. No caso das UHE, estas obtêm contratos de longo prazo (30 anos) onde a receita é uma função do preço do leilão (R\$/MWh) e da energia contratada, que é uma fração da GF. Portanto, não existe no setor uma remuneração específica pela potência que uma determinada usina pode oferecer ao sistema.

Neste contexto, do ponto de vista do investidor, uma motorização adicional e/ou repotenciação das UHE até pode se traduzir em algum aumento da GF que a usina pode comercializar, porém este aumento de GF usualmente não proporciona uma adequada cobertura para os investimentos necessários (Soares, 2015). Evidencia-se assim a necessidade de um pagamento específico pela capacidade que uma central pode oferecer ao sistema.

Uma remuneração pela capacidade serviria de incentivo tanto para a modernização das usinas existentes, quanto para a contratação futura de centrais com maior potência disponível.

## **5. CONCLUSÕES**

A fonte hídrica ainda é uma das principais fontes para a expansão da oferta do setor elétrico brasileiro. O potencial hídrico remanescente se encontra na região amazônica do país o que dificulta a exploração deste recurso. Neste sentido, se observa uma mudança radical na estrutura da oferta hidrelétrica, enquanto historicamente eram construídas grandes UHE com reservatórios que permitiam a regularização plurianual do sistema, atualmente a expansão acontece a través de UHE fio d'água. Diante deste cenário, se analisaram as consequências operativas da adição massiva de UHE fio d'água, bem como as implicações regulatórias que esta expansão poderia acarretar.

Além disso, se verificou que existe uma crise de investimento no setor de transmissão, limitando a capacidade de escoamento da energia da região N ao mercado SE/CO. A MP 579, reduziu a tarifa de transmissão de algumas empresas do setor sendo que a indenização pelos ativos não depreciados ainda não foi paga, e somente será paga através da tarifa de transmissão nos próximos anos. Com a falta de recursos, as empresas começaram a ter dificuldades financeiras que limitaram sua capacidade de investimento. Ainda mais, diante da incerteza relativa à forma de pagamento das indenizações, que foi resolvida somente neste ano (2016), criou-se um ambiente de insegurança que afastou o interesse de investir em novas linhas de transmissão.

Neste contexto, a RAP estabelecida para os novos empreendimentos não considerou que um aumento no risco do investimento necessariamente determina uma maior remuneração. Portanto, vários dos lotes leiloados nos últimos três anos (2013-2015) não receberam proponente, já que a RAP era considerada insuficiente.

De fato, no caso de algumas linhas a RAP teve que ser incrementada drasticamente para conseguir atrair investimentos.

Com relação ao problema de reserva de potência, foi abordado que na medida que as UHE fio d'água entrem em operação e a demanda por energia aumente, haverá uma redução da regularização do SIN e as UHE com reservatórios terão que ser operadas de forma mais agressiva para atender a demanda durante o período seco. Essa maior variação no nível dos reservatórios ao longo do ano piora o problema de reserva de potência devido a redução da altura de queda da água quando os reservatórios são deplecionados.

Portanto, fica evidente a necessidade de contratar fontes complementares à hídrica. Porém, estão-se contratando fontes não controláveis, principalmente eólica. Ficando ainda mais clara a necessidade de contratar fontes controláveis, UTE, que permitam assegurar o sistema e atender a ponta.

Nos últimos dois anos houve uma maior contratação de UTE, a maioria ciclo combinado, mas ainda pode ser insuficiente diante da massiva entrada de fontes não controláveis. Todavia, a contratação de UTE's ciclo combinado somente pode ser considerada como parte da solução, se as plantas térmicas forem operadas na base do sistema, permitindo assim o menor esvaziamento dos reservatórios em termos médios e liberando parte da capacidade das hidrelétricas para compor a reserva girante do SIN.

A segunda solução discutida é a repotenciação das UHE existentes, sendo relevante sublinhar que no modelo atual não existe um incentivo econômico para que os agentes aumentem a oferta de potência no sistema. Por isso mesmo, afigura-se necessário discutir a possível adoção de um mecanismo de remuneração da potência a fim de incentivar não apenas a modernização das UHE existentes, mas também a contratação futura de potência.

## **6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

ANEEL. *Acompanhamento diferenciado de empreendimentos de expansão da rede básica. Relatório trimestral.* Setembro 2015. On line <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/RELAT%C3%93RIO%20SFE%20final.pdf> Acessado em 5 de maio de 2016

ANEEL. *Banco de informações de Geração.* 2016a. On line <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> Acesso em 16 de março de 2016

ANEEL. *Editais de Transmissão*. 2016b. On line <http://www.aneel.gov.br/transmissao4> Acessado em 26 de abril de 2016

ANEEL. *Editais de Geração*.2016c. On line. <http://www.aneel.gov.br/geracao4> Acessado em 5 de maio de 2016

EPE. *Balanço Energético Nacional, Series Completas: Capítulos 2 e 6*.2014. On line <https://ben.epe.gov.br/BENSeriesCompletas.aspx> Acessado em 16 de Março de 2016

EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. 2015. On line <http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf> Acessado em 16 de março de 2016.

ONS. *Histórico da Operação*. 2016 On line <http://www.ons.org.br/historico/> Acessado em 24 de março de 2016

SOARES R, DOREL. *O estado atual do setor elétrico brasileiro- crise ou consequência?*. Apresentação realizada no Workshop IEE/USP em 2 de Abril de 2015, São Paulo. On line [http://www.iee.usp.br/sites/default/files/DOREL%20RAMOS%20Exp%20Ponta%20no%20SIN%20\\_%2002\\_04\\_2015%20Workshop%20IEE%20V2.pdf](http://www.iee.usp.br/sites/default/files/DOREL%20RAMOS%20Exp%20Ponta%20no%20SIN%20_%2002_04_2015%20Workshop%20IEE%20V2.pdf) Acessado em 21 de abril de 2016.