

Informativo Enermerco

1709

Acompanhamos você no Mercado Livre de Energia diariamente de maneira Exclusiva e Pró ativa. Somos "LIVRE COM VOCÊ".



Consumo (SIN)
58.859 Mw Med
Agosto 2017



Descolamento CMO
R\$ 0,00
Agosto2017



Bandeira Tarifária
VERMELHA
PATAMAR I
Agosto 2017



Geração
60.955 Mw Med
Agosto 2017



Encargos
R\$ 14 Milhões
Agosto 2017



Mercado de Energia x Tendência do PLD

O período de agosto/2017 foi marcado por preços semanais elevados, devido aos fatores climáticos. No final do período o avanço de uma frente fria proporcionou alta nos reservatórios, ficando os mesmos em torno de 1.110 MW médios mais altos, o que ocasionou uma pequena redução do PLD para a 4ª semana de agosto. Mesmo assim, a consolidação do PLD médio de agosto de 2017 se apresentou muito elevada se compara a de julho/2017, conforme quadro abaixo:

Demonstrativo do PLD Médio

Mês	Submercado			
Agosto 2017	SE/CO 505,95	S 505,95	NE 505,95	N 505,95

A bandeira para o mês de agosto, Vermelha – Patamar I, gerou um acréscimo de R\$ 3,00 a cada 100 quilowatts-hora (kWh) consumidos. Para o mês de setembro, a ANEEL anunciou a bandeira amarela, com custo de R\$ 2,00 a cada 100 kWh (quilowatts-hora) consumidos.



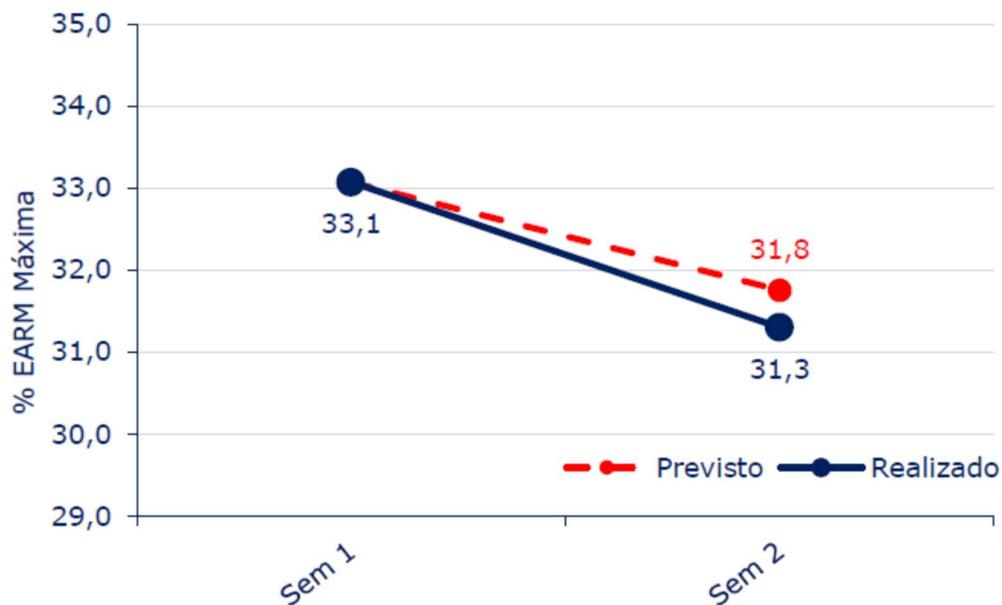
Com a 2ª Revisão quadrimestral do planejamento anual da operação energética, houve uma redução na previsão da carga para os anos de 2018 a 2021, assim como para os últimos meses de 2017.

Contudo, os fatores climáticos desfavoráveis elevaram o PLD semanal de setembro nas três primeiras semanas, conforme detalha o quadro a seguir:



Semana	Sudeste/Centro-Oeste			Sul			Nordeste			Norte		
	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve
1	452,85	452,85	442,35	452,85	452,85	442,35	452,85	452,85	442,35	452,85	452,85	442,35
2	499,38	499,38	488,05	499,38	499,38	488,05	499,38	499,38	488,05	499,38	499,38	488,05
3	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82

Esta situação fica evidenciada no gráfico que ilustra o armazenamento do Sistema Interligado Nacional – SIN, aonde a curva em vermelho já previa uma redução no armazenamento entre a primeira semana e a segunda semana de setembro. Contudo, a curva vermelha demonstra que esta redução foi mais drástica que o previsto.



Como dito anteriormente, a redução nas afluências previstas foi a principal causa na elevação do preço.

Pierro Campestrini – Diretor da Enermerco



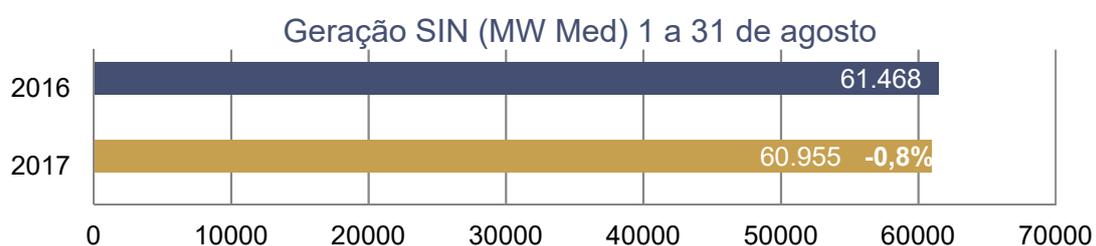
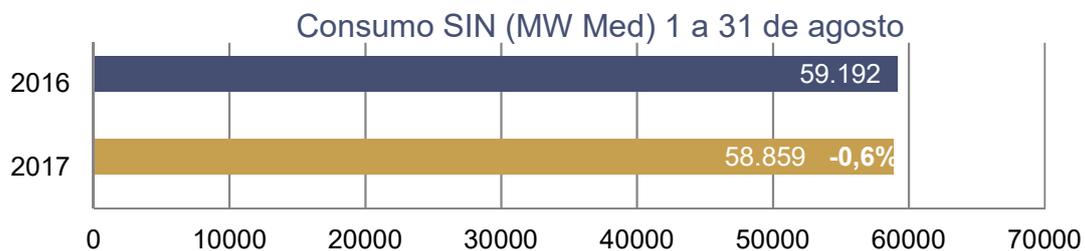
Geração e Consumo

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, divulgou no final de agosto, novos comparativos de geração e consumo no SIN – Sistema Interligado Nacional.

Em comparação ao mesmo período de 2016, agosto, temos um déficit de -0,8% na geração disponível no Sistema, em 2017. Já o consumo teve uma queda de -0,6%. Apresenta-se também ao lado o detalhamento da Geração e do Consumo do SIN por Submercado e por Estado brasileiro.

O Sistema Interligado Nacional é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, sendo um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com diversos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.

Submercado	UF1	Consumo (MW Med)	Geração (MW Med)
Nordeste	AL	467	500
	BA	3,191	2,405
	CE	1,522	2,266
	PB	654	333
	PE	1,781	1,410
	PI	492	796
	RN	699	2,271
	SE	416	1
Norte	AM	989	719
	AP	207	404
	MA	989	2,087
	PA	2,702	2,205
	TO	316	336
Sudeste/Centro-oeste	AC	120	0
	DF	808	59
	ES	1,290	855
	GO	2,037	1,324
	MG	6,862	5,357
	MS	655	967
	MT	1,129	1,153
	RJ	4,898	6,087
	RO	474	1,809
	SP	16,070	17,724
Sul	PR	3,750	4,519
	RS	3,496	2,902
	SC	2,845	2,466
Grand Total		58,859	60,955





Previsão Climatológica Trimestral

A Primavera iniciará às 17h02 do dia 22 de setembro de 2017. Com a chegada da nova estação, há uma mudança no regime de chuvas e temperaturas na maior parte do Brasil. Nas Regiões Centro-Oeste e Sudeste, as chuvas passam a ser mais intensas e frequentes, marcando o período de transição entre a estação seca e a estação chuvosa. Durante a primavera, iniciam-se as pancadas de chuva no final da tarde ou noite, devido ao aumento do calor e da umidade que se intensificam gradativamente no decorrer desta estação. Em algumas ocasiões, podem ocorrer raios, ventos fortes e queda de granizo. Na Região Sul, ocorrem poucas alterações nos totais mensais de chuva, sendo o regime praticamente uniforme ao longo de todo o ano. Contudo, aumenta a ocorrência de raios e de “complexos convectivos”, sistemas que provocam grande quantidade de chuva em períodos relativamente curtos. No trimestre setembro, outubro e novembro, a maior parte da Região Nordeste encontra-se na sua estação seca, no centro-sul da Região Norte, o período chuvoso inicia-se nos meses de outubro e novembro, com o aumento gradativo das pancadas de chuva e trovoadas.





Na primavera, as temperaturas aumentam gradativamente nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. No Brasil Central, as temperaturas máximas podem atingir valores muito elevados em função da forte radiação solar e da maior frequência de dias com céu claro. Contudo, neste período, ainda podem ocorrer incursões de massas de ar frio intensas e que podem causar declínio acentuado da temperatura no centro-sul do País. Nas Regiões Norte e Nordeste do Brasil, há pouca variação de temperatura ao longo do ano.

Confira na tabela abaixo, as previsões de precipitação e temperatura do ar, para este trimestre, de acordo com a região do país:

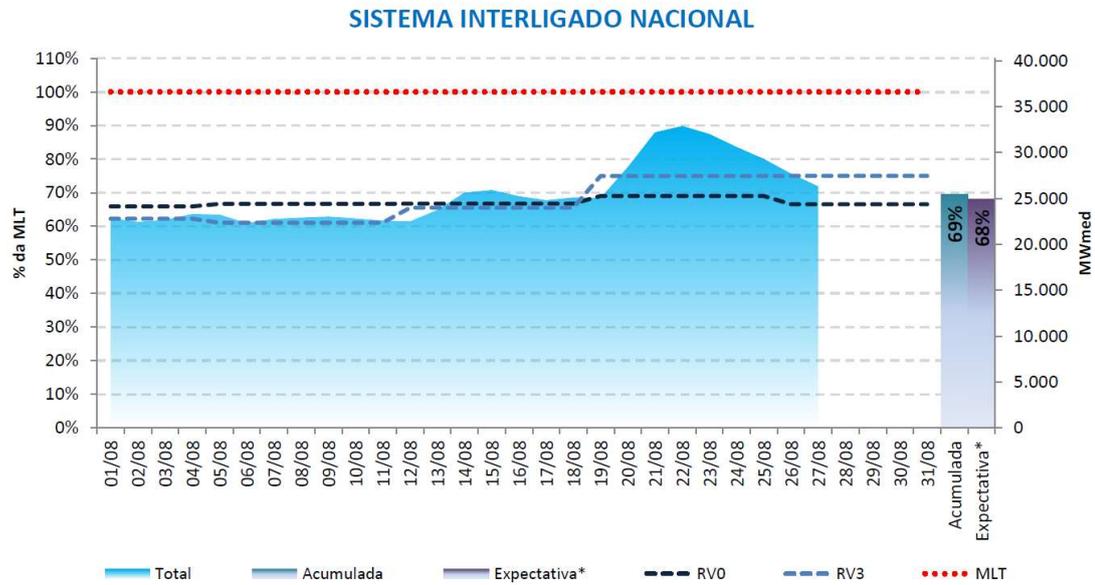
NORTE	<p><u>Chuva</u> - maior probabilidade para a categoria abaixo da faixa normal climatológica na área que se estende do norte do Amazonas ao norte do Pará. Nas demais áreas, a previsão indica igual probabilidade para as três categorias.</p> <p><u>Temperatura</u> - normal a acima da normal climatológica.</p>
NORDESTE	<p><u>Chuva</u> - a previsão indica igual probabilidade para as três categorias, com exceção do oeste da Bahia e extremo sul do Maranhão e Piauí, onde a previsão é de chuvas na categoria abaixo da faixa normal climatológica.</p> <p><u>Temperatura</u> - normal a acima da normal climatológica.</p>
CENTRO-OESTE	<p><u>Chuva</u> - maior probabilidade para a categoria abaixo da faixa normal climatológica na maior parte da Região, com exceção do centro-sul do Mato Grosso do Sul, onde a previsão indica igual probabilidade para as três categorias.</p> <p><u>Temperatura</u> - normal a acima da normal climatológica.</p>
SUDESTE	<p><u>Chuva</u> - a previsão indica baixa previsibilidade, com igual probabilidade para as três categorias.</p> <p><u>Temperatura</u> - normal a acima da normal climatológica.</p>
SUL	<p><u>Chuva</u> - maior probabilidade na categoria dentro da faixa normal climatológica, com a segunda maior probabilidade na categoria acima da faixa normal para o centro-sul da Região.</p> <p><u>Temperatura</u> - em torno da normal climatológica.</p>



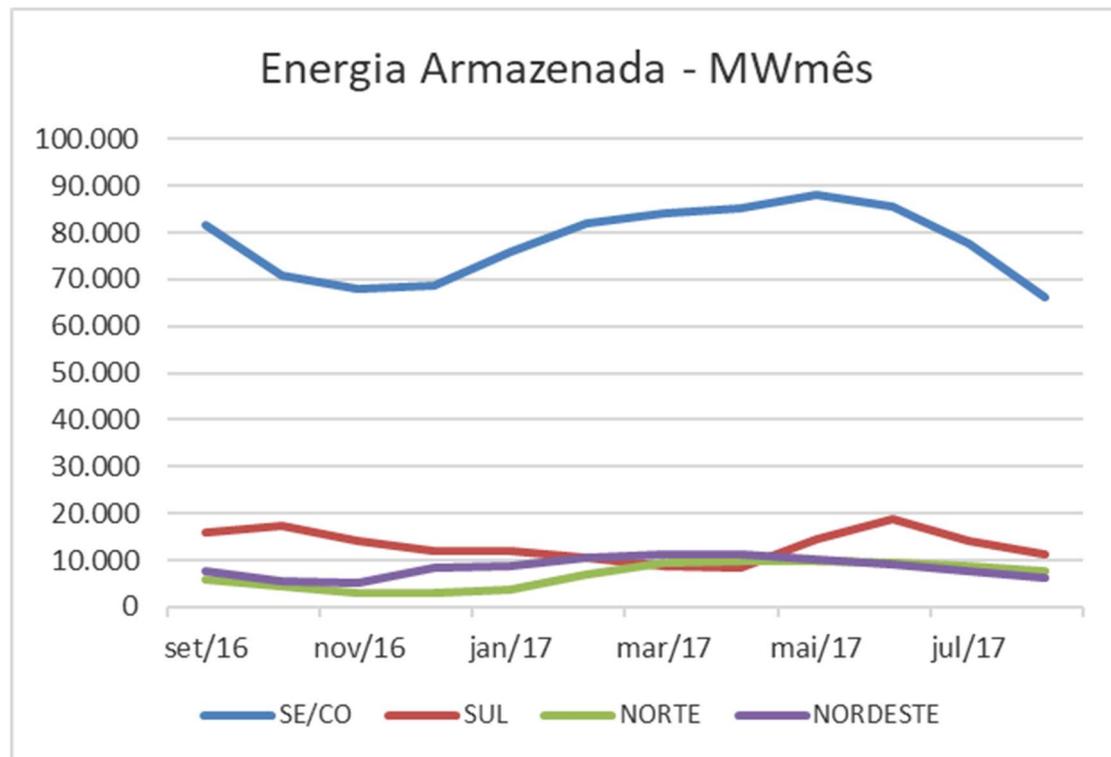
ENA, MLT e Nível dos Reservatórios

No gráfico de Energia Natural Afluente do SIN, observamos que tanto os percentis da ENA Agosto/2017 acumulada e da expectativa, estão abaixo da Média de Longo Termo, que consiste na média aritmética das vazões naturais verificadas durante uma série histórica. Trata-se de mais um parâmetro de operação do SIN – Sistema Interligado Nacional, que o

ONS – Operador Nacional do Sistema, monitora para gerenciar a geração de energia elétrica do país.



Ao lado o gráfico de Energia Armazenada com valores em MWmês, no período de setembro de 2016 à agosto de 2017, onde verifica-se a oscilação dos montantes de energia por Submercado do SIN – Sistema Interligado Nacional.

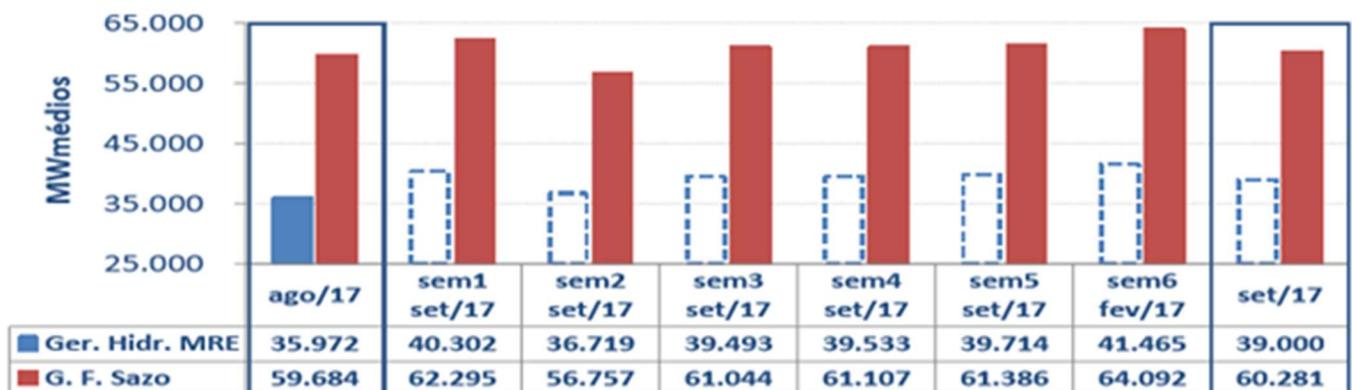




Fator de Ajuste de MRE

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo financeiro que visa o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os agentes de geração, buscando garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para verificar a quantidade de energia produzida em relação à garantia física das usinas pertencentes ao MRE, foi criado o Fator de Ajuste da Garantia Física, ou Generation Scaling Factor – GSF. Ele mede a geração hidráulica em relação à garantia física, cujo cálculo é feito mensalmente pela CCEE.

Para setembro, conforme a CCEE, temos a estimativa de 64,7% do fator de ajuste do MRE, com Geração Hidráulica de 39.000 MW, atingindo uma geração, em agosto, de apenas 60,3% em relação às Garantias Físicas para o ano de 2017.



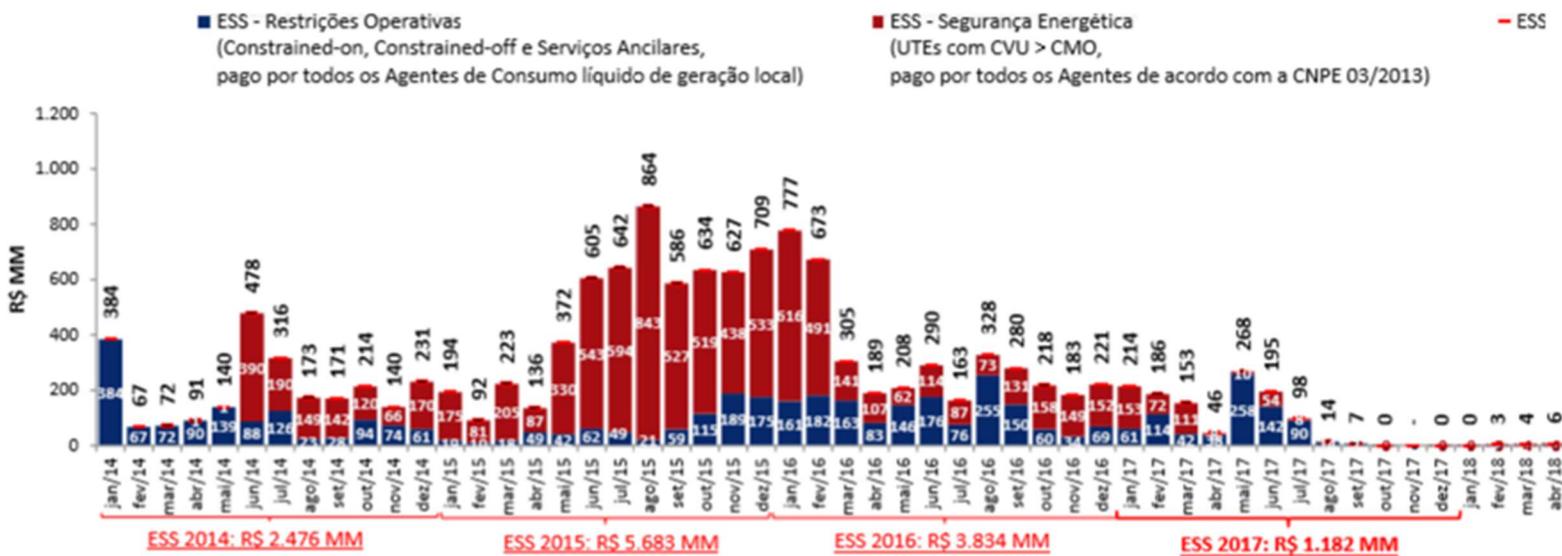


Encargos de Sistema (ESS, ESE, CDE)

Os custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema no atendimento à demanda por energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) são denominados Encargos de Serviço do Sistema (ESS). Estes valores são pagos por todos agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção de seu consumo. Os ESS são expressos em R\$/MWh.

No mês de agosto/2017, somando os Encargos de Serviço do Sistema, dentre as Restrições Operativas e as de Segurança Energética, obteve-se um total de R\$ 14 MM.

Projeção de ESS e Custos devido ao deslocamento entre CMO e PLD





Modelo de privatização da Eletrobras pode elevar conta de luz

O modelo de privatização da Eletrobras escolhido pela equipe econômica pode resultar em um aumento de até 16,7% nos preços das tarifas de energia cobradas dos consumidores residenciais. O alerta foi feito pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), ao enviar ao Ministério de Minas e Energia um documento no qual avalia a proposta de mudanças no setor elétrico. A agência, porém, não fez menção à privatização da estatal.

MODELO SUGERIDO

Em entrevista ao GLOBO, o presidente da Aneel, Romeu Rufino, explicou que a venda a valores de mercado da energia gerada por 14 hidrelétricas antigas da empresa – que hoje operam com preços fixos e mais baixos — seria a responsável pelo potencial aumento de preços. Esse modelo de privatização da Eletrobras, em que a energia produzida pelas usinas passará a ser vendida pelo preço mais alto (a chamada descotização), é a alternativa preferida pelo governo.

– Se o governo está vinculando uma coisa à outra (privatização e descotização), é uma escolha. Isso não nasceu vinculado. A descotização terá impacto na tarifa, sim. Não há dúvida sobre isso. A Aneel fez simulações. Quem mais entende de tarifa é a Aneel. A Aneel é que tem responsabilidade legal de definir tarifa. Não é um palpite. Isso com certeza acontecerá. Qual o tamanho e a intensidade, depende da modelagem. No futuro, o consumidor vai ser beneficiado com a descotização? Acho pouco provável – disse Rufino.

MINISTRO DIZ QUE PRIVATIZAÇÃO DARÁ EFICIÊNCIA

A Aneel fez uma série de simulações sobre a proposta do governo de “descotizar” as usinas e encaminhou os números ao Ministério de Minas e Energia. A agência reguladora considerou que estabelecer um regime comercial, em que o preço será negociado livremente, “tem um efeito perverso” sobre o custo da energia.

Segundo a Aneel, as hidrelétricas da Eletrobras no regime de cotas têm custo de energia de cerca de R\$ 40 por megawatt-hora (MWh). Se considerados custos com uma menor geração em períodos de reservatórios baixos, o chamado “risco hidrológico”, o custo para o consumidor chega a R\$ 75.

Pelas simulações da agência reguladora, se todas as hidrelétricas da estatal forem “descotizadas” de uma só vez e, então, negociarem a produção a R\$ 150 reais por MWh, as tarifas poderiam subir de 2,3% a 7,1%, a depender da distribuidora. Em outra hipótese, no caso



de a energia ser comercializada a R\$ 200 por MWh e as cotas serem retiradas integralmente, o efeito iria variar entre 3,8% e 11,9%. No cenário mais extremo, considerando que o preço cobrado pelo MWh subisse para R\$ 250, o impacto ficaria entre 5,3% e até 16,7%.

Os números são muito superiores ao que o próprio ministério havia calculado quando lançou para consulta a proposta de acabar com o regime de cotas. Naquele momento, quando ainda não se falava em privatização da Eletrobras, a projeção era de um impacto máximo de 7%.

O regime de cotas foi criado pela ex-presidente Dilma Rousseff. Ao todo, 14 usinas da Eletrobras renovaram os contratos de concessão sob esse regime em 2013, em meio a medidas do governo petista para baixar as tarifas de eletricidade. A justificativa era que os empreendimentos, por serem antigos, já renderam ganhos aos acionistas e, dessa forma, poderiam passar a gerar energia a um valor que cubra apenas custos de operação e manutenção.

Ao anunciar a privatização da Eletrobras, o ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, afirmou que a venda da estatal dará mais eficiência à empresa, o que terá um impacto positivo para os consumidores. Para o diretor-geral da Aneel, no entanto, não há necessariamente uma correlação direta entre eficiência e tarifas de energia.

– Em tese, uma empresa privada é mais eficiente. Uma empresa sendo mais eficiente contribui para baixar o custo. O custo! Contribui para baixar o preço? Não sei. Vai depender do mercado. O modelo de regulação e definição de tarifa e fiscalização é bem consolidado e iguala todo mundo – afirmou Rufino.

MEIRELLES: ‘EXPECTATIVA É QUE DIMINUA O CUSTO’

A proposta de “descotizar” as usinas da estatal deve continuar em andamento no governo, mesmo que o Ministério de Minas e Energia decida por outro modelo para a privatização da Eletrobras. Para manter as usinas e vender sua energia a valores de mercado, a Eletrobras terá de pagar uma outorga à União. É com esse pagamento que a equipe econômica espera conseguir pelo menos R\$ 20 bilhões para ajudar a cobrir o rombo nas contas públicas.

A fim de obter os recursos necessários para o acerto com a União, a estatal deve ofertar ações na Bolsa de Valores, que não serão compradas pelo governo. Dessa forma, a União terá sua participação na empresa diluída, deixando, assim, de ter o controle da empresa. Os detalhes devem ser divulgados na próxima semana.

Com relação à privatização, o diretor-geral da Aneel acredita que ela pode ser positiva para a Eletrobras.



– Empresas estatais têm interferência de toda natureza, interferência que às vezes não estão propriamente buscando maximizar o interesse público. Por que um deputado ou senador está tão interessado em escolher o administrador de uma empresa? Deve ter lá os interesses dele. É diferente de um acionista que coloca metas, faz uma seleção, contrata o profissional mais preparado para maximizar o resultado da empresa. Esse desempenho de uma empresa estatal às vezes é muito em função de o administrador não ter a liberdade de fazer as melhores escolhas e ser mais eficiente — disse Rufino.

No entanto, em São Paulo, onde participou de evento promovido pelo jornal “Valor Econômico”, o ministro da Fazenda, Henrique Meirelles, descartou a possibilidade de aumento da tarifa de luz paga pelo consumidor em consequência da privatização da Eletrobras.

– Nós esperamos que seja feita uma gestão ainda melhor. O importante é que a tarifa seja a menor possível, a gestão seja a melhor possível e, se houver algum custo, que ele seja transparente e de conhecimento de toda a sociedade. Nossa expectativa é que diminua o custo, não só pro consumidor, como para o Tesouro — afirmou.

Fonte: Portal Enermerco, via O Globo



Reajuste médio da CELESC chega a 7,85%

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovou recentemente, o reajuste da conta de luz dos consumidores de Santa Catarina. O reajuste médio que será aplicado pela Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc) será de 7,85%. No caso dos grandes consumidores de energia, como as indústrias, a média será de 7,77%. No caso dos consumidores domésticos, o aumento médio será de 7,90%.

Os reajustes, iniciados em agosto, levam em conta os custos de aquisição de energia e de transmissão, além da taxa de remuneração da empresa, conforme a Aneel. Eles acontecem em datas determinadas pelo contrato de concessão firmado com cada distribuidora.

O aumento da Celesc atinge 2,8 milhões de consumidores em Santa Catarina, em 258 municípios do Estado, além dos moradores de Rio Negro, no Paraná, que estão na área de concessão da empresa.

Nos primeiros sete meses do ano, a Celesc contabilizou alta de 2,5% no consumo, em comparação com o mesmo período de 2016. Só em julho, a expansão da demanda foi de 4,25% em relação ao mesmo mês do ano passado. Isso significa que a economia está melhorando, avalia o presidente da Companhia Cleverson Siewert, apesar de que a base comparativa é baixa. Afinal, 2015 e 2016 foram anos muito ruins.

Apesar de a Celesc ter identificado acréscimo importante do consumo de energia, levantamento da Fiesc ainda aponta queda de vendas. Quer dizer que o consumo de energia ainda tem muito a crescer, e isso se dará quando, de fato, a economia deslanchar.

Por isso, já há pesquisas afirmando que os empresários não repassarão integralmente todos os aumentos de custos para os produtos, uma vez que o consumidor irá buscar produtos que substituam aquele que apresentou maior alta. Afinal, o consumidor substitui parcialmente as quantidades demandadas por outro quando ocorre variação no preço. Um exemplo clássico desse fato: a carne bovina e de frango. As altas na carne de boi faz com que sua quantidade vendida apresente queda, visto que os consumidores irão substituir parte de seu consumo de carne bovina por carne de frango. Ou seja, a estratégia é evitar aumentar o custo dos produtos, optando enquanto possível por ter redução em suas margens, visto que não se consegue repassar integralmente altas em seus custos.



Em relação a Celesc, o projeto de expansão da empresa é otimista. Em entrevista ao Jornal ANotícia, o presidente da Celesc mencionou a intenção de assinatura de contrato de financiamento, de R\$ 1,2 bilhão, com o Banco Interamericano de Desenvolvimento, o BID.

– Com estes recursos, vamos conseguir elevar em 20% nossa capacidade de transformação de energia. O contrato prevê carência de cinco anos para o início do pagamento. Cleverson destaca o que considera fundamental nesta negociação internacional: a taxa de juros, de apenas 3% ao ano. As linhas de empréstimo normais cobram 12% a 13% ao ano. A diferença é grande – e resultará em enorme ganho para a companhia.

Altas e quedas na indústria

As vendas da indústria catarinense acumulam queda de 2,3% no primeiro semestre deste ano em comparação com janeiro-junho de 2016, mostra pesquisa da Federação das Indústrias de Santa Catarina, divulgada no início de setembro. No mesmo período, as horas trabalhadas na produção reduziram-se 1,35% e a massa salarial ficou 2,09% menor.

Os setores que aumentaram o faturamento, no período, foram equipamentos de informática e produtos eletrônicos (13,2%), produtos alimentícios (3,9%), celulose e papel (2,6%) e móveis (1,4%). Entre os que tiveram desempenho negativo estão os segmentos de borracha e material plástico (11%), bebidas (9,8%) e máquinas e equipamentos (8,7%).

Texto elaborado a partir do Jornal ANotícia



Divulgados novos dados de previsão de carga do Sistema Interligado Nacional – SIN

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) divulgou recentemente, em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) levantamento e estudo sobre a disponibilidade de lastro de energia incentivada para atender a demanda dos consumidores especiais apontando que há uma sobra de 496 MW médios para 2017, principalmente em decorrência da liberação de energia resultante de Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits (MCSDs) de Energia Nova.

As projeções de carga de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) para este ano passaram a prever um crescimento de 1,6% em 2017, abaixo dos 2,2% inicialmente previstos e dos 2,7% que passaram a ser projetados na primeira revisão quadrimestral, realizada em maio.

As cessões de MCSD de Energia Nova realizadas

pela CCEE ainda para 2017 (modalidade 0) foram responsáveis pela descontração de 1.020 MW médios em montantes de energia em 2017, divididos em 560 MW médios em abril e outros 460 MW médios liberados no mecanismo de junho.

O resultado da carga ao longo dos últimos meses não está sendo observado como se previa, o que obrigou as entidades a fazer uma "correção de rumo". "(Em maio) tínhamos dado um passo à frente, e agora tivemos que dar um passo corretivo, porque está mais lento do que estava projetado", comentou o gerente de Previsão e Acompanhamento da Carga do ONS, Fausto Pinheiro Menezes, durante apresentação em encontro promovido para discutir a 2ª Revisão Quadrimestral das Previsões de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética - ciclo 2017/2021.

Disponibilidade de Energia Incentivada





Já as projeções de carga para 2018 e 2019 foram elevadas em 0,4 ponto porcentual (p.p.), para 3,5% e 3,6%, respectivamente, enquanto para 2020 a alta foi de 0,2 p.p, para 3,8%, e 2021 teve uma redução em 0,7 p.p., para 3,8%.

A EPE destacou que os sinais de recuperação da economia ainda não são muito nítidos e, embora o resultado do Produto Interno Bruto (PIB) no primeiro trimestre de 2017 tenha sido positivo, foi muito concentrado no setor agropecuário. Isso levou a entidade a revisar a evolução setorial para este ano, passando a contar com um maior crescimento do agronegócio e reduzindo as taxas da indústria e dos serviços.

O superintendente de estudos econômicos-energéticos da EPE, Jeferson Borghetti Soares, acrescentou, porém, que para 2018 a previsão é de um aumento gradual de setores eletrointensivos, como o siderúrgico e de alumínio. Além disso, se espera uma retomada maior do setor comercial para o ano que vem.

Considerando o consumo de energia propriamente dito (já que no cálculo da carga estão incluídas as perdas), a EPE trabalha com uma projeção de crescimento de 0,8% em 2017 e 3,4% em 2018. Na média para o ciclo 2017-2021, o consumo brasileiro deve crescer 3,1% ao ano.

“O principal objetivo deste estudo, divulgado periodicamente pela Câmara de Comercialização, é prover informações analíticas relevantes e estratégicas sobre o panorama atual do setor elétrico nacional, além de ampliar a simetria de informações ao mercado”, observa Carlos Dornellas, Gerente Executivo de Monitoramento, Gestão de Penalidades & Informações.

Para ele, a atual sobra observada até o momento no primeiro semestre de 2017 decorre também do menor nível de migração dos consumidores para o mercado livre. Até junho, migraram 1.868 cargas de consumidores especiais, que representaram um acréscimo de 593,5 MW médios de consumo. Entre fevereiro e abril deste ano, houve queda na quantidade de migrações em todas as faixas. Houve um sutil crescimento em maio, seguido por estabilidade em junho. As cargas de menor porte (até 0,4 MW médios) representam a maior parcela das migrações com consumo próximo a 0,16 MW médios e também contribuem para a disponibilidade de lastro para 2017. A expansão da geração já esperada para o segundo semestre do ano, que totaliza acréscimo 318 MW médios ao sistema em 2017, é outro fator que contribui com a disponibilidade de lastro.



Enermerco Comercializadora de Energia EIRELI EPP

Av. 7 de Setembro, 140, Sala 06 – Centro

Timbó - SC – 89.120-000

(47) 3380-0771

www.enermerco.com.br

