

Crise Anunciada – Efeitos da Falta de Racionalização no Consumo de Energia Elétrica

Diego Antonio Bosa

Universidade Tecnológica Federal do Paraná
TRADENER, Comercializadora de Energia Elétrica
Curitiba, Brasil
diego@tradener.com.br

Renato Augusto Di Loreto

Andrea Lucia Costa
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Curitiba, Brasil
diloreto.renato@gmail.com, andreacosta@utfpr.edu.br

Resumo — Este artigo baseia-se no estudo sobre os impactos de uma racionalização do consumo de energia elétrica no ano de 2014 – das classes Residencial e Comercial – e os respectivos efeitos sobre a situação econômica das concessionárias distribuidoras de energia elétrica e Governo Federal. O objetivo é promover uma análise dos efeitos da crise no setor elétrico, corroborada por efeitos macroclimáticos e pela crise econômica brasileira e mundial. Trata-se de um artigo informativo, descritivo e qualitativo, cujas discussões são baseadas em simulações computacionais e dados oficiais de órgãos como MME, EPE, Aneel, ONS e CCEE. A investigação sobre o aumento do consumo de energia elétrica em 2014 (falta de racionalização), apesar dos elevados Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) no mercado *spot*, evidencia a não sinalização de preços para o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) em 2014 e os respectivos aspectos negativos da crise do setor elétrico abalçando negativamente a retomada econômica do Brasil. Tais constatações permitem concluir que, mesmo após as diversas tentativas de intervenção no setor por meio do Governo Federal, se faz necessário a definição de novos métodos para a comercialização de energia elétrica no Brasil que permitam a abertura do mercado – em grande parte regulado – trazendo modicidade tarifária e menores riscos para a cadeia de empresas e consumidores envolvidos.

Index Terms — Crise do setor elétrico, crise econômica, política energética, racionalização de energia elétrica.

I. INTRODUÇÃO

Para muitas pessoas, abordar o tema de racionalização do consumo de energia elétrica relembra o racionamento de energia no Brasil nos anos de 2001 e 2002, quando houve o corte compulsório de carga a fim de possibilitar uma recuperação mais rápida dos níveis dos grandes reservatórios que compunham o Sistema Interligado Nacional (SIN). Entretanto, não se pode equiparar a crise energética atual com a ocorrida em 2001. A matriz energética vigente é diferente daquela vista há mais de uma década. Dos vários problemas que acarretaram o último racionamento, o principal deles foi a questão estrutural, uma vez que não havia unidades termelétricas e de outras fontes em quantidade satisfatória para complementar a geração hídrica durante o período seco sem haver desabastecimento de energia elétrica [1]. Por outro lado, um dos focos dado à atual crise no setor elétrico – diga-se o período entre 2012 e 2016 – é de ordem econômica, pois com a contínua elevação dos preços praticados no Mercado de Curto

Prazo (MCP), setores como os de distribuição e geração tiveram que recorrer à justiça e ao Governo Federal a fim de organizar o fechamento de seus balanços financeiros e consequentemente angariar fundos para conseguir honrar seus contratos [2].

Associados às questões econômicas, os anos consecutivos de baixa pluviosidade e decréscimos de reservatórios, em especial sobre as bacias e reservatórios do Rio São Francisco (Nordeste) e Rio Paranaíba e Grande, que correspondem à maior parte da energia armazenada do subsistema Sudeste, fizeram com que o problema energético fosse sendo agravado gradualmente [3].

Fatores macroclimáticos como El Niño e ondas de calor, possibilitadas por bloqueios atmosféricos chamado de sistema de Alta pressão Subtropical do Atlântico Sul (ASAS), também fizeram com que as temperaturas e, por consequência, a carga de energia ficasse acima do previsto durante os verões de 2013/2014 e 2014/2015 [4].

Todos esses fatores tiveram influência na situação da crise energética atual. Vale ressaltar que a situação dos reservatórios em 2014 estava pior do que nos anos anteriores ao racionamento. No entanto, alguns fatores, que serão abordados por este artigo, evitaram que aquele cenário se repetisse.

Além das diferenças entre as matrizes energéticas de 2001 e a atual, pode-se somar a contínua redução do consumo da classe industrial brasileira, que reduziu sua participação frente à carga total do SIN em 7% nos últimos cinco anos devido aos reflexos da crise econômica mundial de 2008 e 2009 [5]-[6]. Por outro lado, o consumo das classes residencial e comercial cresceu a taxas bastante elevadas a partir de 2012 e 2013 (efeitos da MP579 na tarifa de energia elétrica), apesar da gradual elevação no PLD. Uma vez que os reajustes tarifários para os consumidores finais das classes residencial e comercial terem caráter anual, não propiciando uma sinalização adequada e um consequente aumento na demanda que agravou ainda mais a crise energética.

Apesar de todos estes elementos serem prenúncios para um novo racionamento, a questão econômica nacional postergou tal desfecho. O PIB vem se reduzindo gradativamente e no ano de 2014 teve apenas 0,1% de crescimento, sendo a indústria a mais afetada com queda de 1,2%. Para 2015 a estimativa é uma retração de 3%, seguido por mais uma queda de 1% em 2016 [7]. Destaca-se o baixo desempenho da indústria em 2015, onde se espera retração de 5,6%, enquanto o setor de

serviços se limitará a um crescimento de 1,6% e a produção agropecuária com crescimento de 2,6% [8].

Já a inflação fechou o ano de 2014 em 6,41%, maior do que o ano de 2013, que foi de 5,91%. Um dos principais fatores que elevou a inflação em 2014 foi o aumento das tarifas de energia elétrica em 17,06%, em média, interferindo indiretamente no aumento de outros itens que compõe o índice de inflação (IPCA), visto que este custo acaba sendo repassado aos consumidores [9]-[10]. Para o ano de 2015 o Banco Central do Brasil prospecta inflação de 9,5% até o final do ano, com ênfase para a energia elétrica a qual teve, em média, variação de 47,32% até agosto deste ano [8].

Algumas medidas foram tomadas a fim de recuperar a economia ao longo de 2014, porém não tiveram os efeitos esperados. Programas de concessão de rodovias, portos e ferrovias para impulsionar investimentos sofreram atrasos. A Copa do Mundo de Futebol realizada no Brasil impulsionou de certa forma o turismo, mas acabou por frear a atividade industrial e por consequência as exportações. Para conter a inflação, o Banco Central passou a reajustar a taxa de juros básicos da economia sucessivamente desde então [10].

Diante destes fatores, este artigo tem por objetivo analisar por meio de modelos computacionais usados pelo ONS e pela CCEE, os efeitos de cenários de racionalização de energia elétrica – exclusivamente para as classes residencial e comercial – nos caixas das distribuidoras de energia, analisando-se os preços praticados no MCP e as possíveis consequências econômicas para estas empresas. Exclui-se, portanto, a análise dos efeitos da crise do ponto de vista das empresas de geração de energia elétrica.

II. MEDIAÇÕES NO SETOR ELÉTRICO ENTRE 2012 E 2015

O Governo Federal, juntamente com o MME e Aneel, tem se esforçado por meio de diversas Medidas Provisórias, Resoluções, Decretos e Leis para ajustar da melhor forma possível o funcionamento do mercado de energia.

Infelizmente algumas ações adotadas não tiveram o resultado esperado, ou trouxeram efeitos indesejados. Algumas dessas medidas são citadas a seguir com objetivo de melhorar entendimento do tema e compreensão da atual situação regulatória.

A. Medida Provisória nº 579/2012 – Lei nº 12.783/2013

O desequilíbrio nas contas do setor teve origem na decisão do governo - via MP 579/2012, convertida em Lei nº 12.783 de janeiro de 2013 - de prorrogar as concessões de geração e transmissão, a partir de 12 de setembro de 2012, pelo prazo de até 30 anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.

A distribuição de cotas e respectiva remuneração, deve buscar o equilíbrio na redução das tarifas das concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN. Nas prorrogações de que trata este documento, os riscos hidrológicos, considerado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), seriam assumidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, com direito de repasse à tarifa do consumidor final [11].

A meta primária desta MP, posteriormente lei 12.783, era a de reduzir a tarifa de energia elétrica, em média, 20% para todos os consumidores do ACR. Contudo, teve como consequências secundárias diversos ajustes em função do descontentamento do setor em geral. Esses efeitos contrários à MP refletiram-se no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e até mesmo nos leilões regulados promovidos pela Aneel, diminuindo o valor de mercado das empresas e fazendo despontar inúmeras liminares na Justiça.

Em princípio, é apreciável qualquer medida cujo objetivo promova a modicidade tarifária, tão buscada no setor elétrico brasileiro. Todavia, para auferir os 20% de redução estimada na MP 579 o governo acometeu apenas os custos relacionados a Geração, Transmissão e Distribuição e encargos setoriais, não alterando o dinamismo da arrecadação de tributos e não prevendo nenhum mecanismo fiscal para manter o objetivo de menores tarifas no longo prazo [11]-[12].

B. Resolução CNPE 03/2013

O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE por meio da Resolução 003/2013 de 06 de março de 2013, determinou que a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP internalizasse mecanismos de aversão a risco (*Conditional Value at Risk* – CVaR) nos modelos computacionais de otimização da operação e de formação de preço (Newave e Decomp). Tal medida teve como objetivo melhorar a sinalização dos preços, pois reduz a ocorrência de despachos de usinas termelétricas fora da ordem de mérito, obtido pelos modelos computacionais.

Contudo, a Comissão de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) decidiu que, extraordinariamente, com o objetivo de garantir a segurança energética do SIN o ONS pode ainda sim despachar usinas termelétricas fora da ordem de mérito, sendo o custo deste despacho rateado entre todos os agentes por meio do Encargo de Serviço de Sistema – ESS.

Finalizado o processo de desenvolvimento e aprovação dos mecanismos de aversão a risco nos modelos computacionais de otimização, com as devidas audiências públicas e forças tarefa, a Aneel autorizou que o ONS e a CCEE utilizassem o modelo Newave versão 19 a partir do programa Mensal de Operação – PMO de janeiro de 2014 [13].

C. Bandeiras Tarifárias

Segundo disposições gerais da Resolução Normativa nº 518, de 18 de dezembro de 2012, a aplicação das bandeiras tarifárias deveria ser efetivamente operacionalizada pelas distribuidoras a partir de janeiro de 2014. Tal resolução previa que, durante o período de 1º de junho a 31 de dezembro de 2013, seria feita apenas a divulgação do sistema, cabendo às distribuidoras destacar nas faturas dos consumidores qual a bandeira vigoraria no período relativo ao faturamento, explicitando neste informativo que a aplicação do sistema de bandeiras tarifárias teria a sua vigência a partir do ano de 2014 [14]. Porém, em abril de 2013, a Resolução Normativa nº 518 foi revogada em razão da edição da Resolução nº 547, que postergou a aplicação das bandeiras tarifárias para janeiro de 2015.

Desta forma, no início de 2015 as bandeiras tarifárias entraram em vigência, representando por cores as condições de geração de energia elétrica. Essas condições de operação do sistema, avaliadas mensalmente pelo ONS, definem a melhor estratégia de geração de energia para atendimento da demanda. A partir dessa avaliação, definem-se as usinas térmicas que deverão ser acionadas, seja por ordem de mérito ou segurança energética. Se o custo variável da térmica mais cara for menor que R\$ 200/MWh, então a bandeira é verde. Se estiver entre R\$ 200/MWh e R\$ 388,48/MWh, a bandeira é amarela. E se for maior que R\$ 388,48/MWh (preço teto do PLD para 2015), a bandeira será vermelha [15].

No momento da implantação das bandeiras tarifárias, a bandeira amarela tinha um custo adicional de R\$ 15/MWh e a bandeira vermelha de R\$ 30/MWh na tarifa de energia (TE) das distribuidoras, já a bandeira verde não acarreta nenhum acréscimo na tarifa. Todavia, a partir de 2 de março de 2015, estes valores foram reajustados para as bandeiras amarela e vermelha ficando respectivamente igual a R\$ 25/MWh e R\$55/MWh [16]. Novamente, conforme Audiência Pública nº 53/2015 realizada em agosto de 2015, os valores adicionados à TE foram revistos, mantendo os R\$ 25/MWh para a bandeira amarela e alterando o adicional da bandeira vermelha para R\$ 45/MWh, a partir de 1º de setembro de 2015 [17].

D. Reajustes tarifários decorrentes

Ao longo do ano de 2014 e 2015 a Aneel autorizou três reajustes tarifários, sendo um deles extraordinário – ocorrido em 27 de fevereiro de 2015 – contemplando a maior parte das permissionárias e distribuidoras de energia elétrica. Os índices dos dez maiores reajustes acumulados durante o período citado são apresentados na Fig. 1. sendo o maior índice de reajuste no período analisado, de 96,37%, concedido à Copel, que atua no estado do Paraná [18].

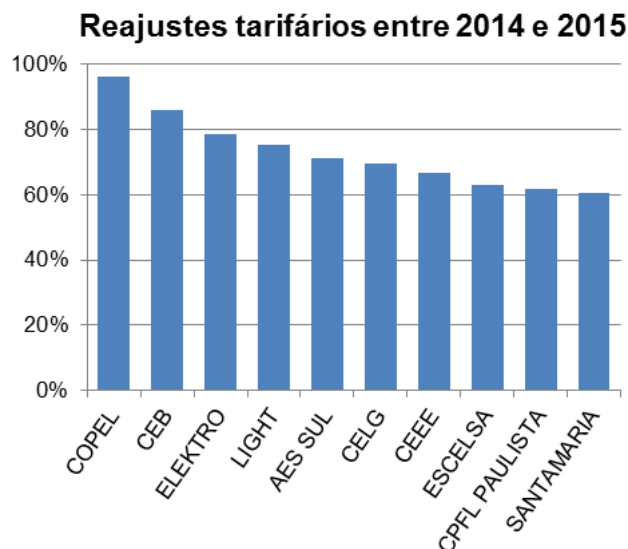


Fig. 1. Índices dos dez maiores reajustes tarifários entre 2014 e 2015

E. Medida Provisória nº 688/2015

A MP 688, de agosto de 2015, trata da repactuação do risco hidrológico das usinas geradoras e institui a bonificação pela outorga de concessões de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica, alterando o disposto na Lei 12.783. Especificamente, o disposto na MP será utilizado pela União para relimitar 29 usinas com concessões vencidas, de modo a reforçar o caixa do Tesouro com a arrecadação de estimados R\$ 17 bilhões. A necessidade imediata de caixa do governo acabou exaurindo por completo o objetivo da MP 579 de reduzir o preço da energia das usinas amortizadas ao máximo possível. De forma que o financiamento das outorgas dependeu de uma operação de empréstimo com um *pool* de bancos, com participação de bancos públicos e privados, da qual participou também o BNDES, a juros não subsidiados, mas sim de mercado. Esperava-se que os bancos se interessassem pela operação, por três razões: as usinas estarão livres do risco hidrológico, 30% da energia poderiam ser direcionadas ao mercado livre a preços também livres, e 70% da energia teria garantia de compra pelas distribuidoras [19].

III. OBJETO DO ESTUDO

Em virtude do não aceite de renovação adiantada das concessões de geração por parte de algumas empresas de geração como Cemig, Cesp e Copel, as distribuidoras não conseguiram contratar antecipadamente a quantidade de energia necessária para atender seus consumidores em 2014. Com isso, foram obrigadas a comprar energia no Mercado de Curto Prazo, no qual o PLD chegou a R\$ 822,83/MWh [20].

De maneira geral, as empresas de geração também sofreram com a não racionalização do consumo de energia elétrica em 2014, uma vez que a crise hídrica afetou seus empreendimentos, pois a geração foi abaixo de suas Garantias Físicas (GF). O fator de ajuste, ou *Generation Scaling Factor* – GSF, reduziu a GF na proporção do déficit observado em todo o SIN [21]. Isto significa que toda a energia faltante teve que ser comprada no MCP, ou negociada através do MRE. Contudo, como a maioria das usinas se encontravam deficitárias, os montantes acabaram sendo rateados entre todos os agentes de geração do SIN.

Com intuito de amenizar a crise e a pressão financeira sobre as empresas de geração e distribuição, a Aneel anunciou que, a partir de janeiro de 2015, iria reduzir o teto do preço de R\$ 822,83/MWh para R\$ 388,48/MWh. Trazendo insegurança e riscos judiciais, pois com uma mudança tão grande nos valores a serem praticados no curto prazo, algumas empresas teriam a opção de quebrar seus contratos de longo prazo firmados antes deste anúncio [22].

Estes dois itens, falta de contratos de compra de energia e preço da energia no Mercado de Curto Prazo – MCP atingindo valores nunca antes vistos, fizeram com que as empresas de distribuição buscassem crédito com o governo federal, por meio da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e por meio de financiamentos pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e Tesouro Nacional. Apesar disso, mesmo após dezenas de bilhões de

reais serem injetados no setor, ao menos três outros empréstimos foram realizados em acordos com o BNDES, CCEE e *pool* de bancos privados. Estes obviamente com taxa muito maiores do que aqueles subsidiados pelo Tesouro Nacional.

O resultado de todos esses problemas foi o comprometimento, por parte das distribuidoras, de repassar este gasto adicional às tarifas de energia elétrica, indo exatamente contra a modicidade tarifária pleiteada pela MP579 e Lei 12.783.

A. Retração da classe industrial

A classe industrial vem reduzindo o seu consumo em relação às classes residencial e comercial desde a última grande crise econômica mundial em 2008. Contudo, este não é o fato mais relevante observado ao se analisar a dinâmica das classes de consumo, e sim a sinalização do PLD comparado ao consumo dessas classes. A Fig. 2. apresenta tal dinâmica, onde pode-se observar a não sinalização do preço da energia elétrica para as classes residencial e comercial, que em sua grande maioria é atendida pelas distribuidoras no ACR [6].

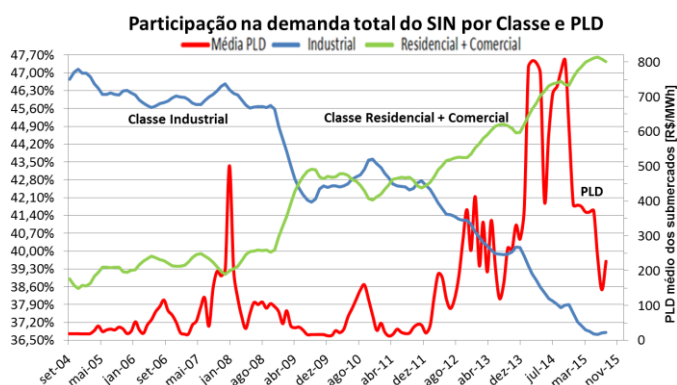


Fig. 2. Consumo de energia elétrica do SIN por classe e PLD

Este foi o motivo pelo qual os autores adotaram a premissa de simular a redução racional da energia elétrica apenas para as classes residencial e comercial, uma vez que a redução no consumo dessas classes representaria a sinalização correta em relação aos preços do mercado de energia (PLD).

IV. PREMISSAS E CENÁRIOS SIMULADOS

O estudo o qual esse artigo trata diz respeito à simulação dos modelos computacionais Newave e Decomp, usados pelo ONS e CCEE para operação e precificação da energia elétrica. Os modelos supracitados foram executados de maneira encadeada, sendo que os valores do armazenamento final de cada período servem de entrada para o próximo estágio de simulação. Quanto ao período de estudo simulado, se restringiu aos meses compreendidos entre abril e dezembro de 2014.

Não foi considerada a geração das usinas térmicas fora da ordem de mérito por razões de restrição elétrica e segurança energética, pois estas foram remuneradas por meio do ESS, que foi rateado entre todos os agentes de mercado.

Um dos objetivos do estudo foi quantificar a exposição involuntária das distribuidoras de energia elétrica em Reais, tendo como premissa dois cenários de racionalização do

consumo de energia elétrica por parte das classes Residencial e Comercial em todo o Brasil. Um cenário considerou redução no consumo de energia elétrica das classes Residencial e Comercial em 5% e outro uma redução de 10%, tais valores foram definidos por serem menores do que a redução imposta no período de racionamento em 2001 e 2002. Um terceiro cenário também foi criado a fim de construir uma base comparativa, chamado cenário referência.

O cenário de redução de 5% no consumo da energia elétrica das classes citadas implicou numa redução média de 2,37% frente à carga total, enquanto o cenário de -10% representou uma redução média de 5,12% no consumo total do SIN [20].

A. Cenário Referência

O cenário referência replica os dados reais simulados pela CCEE, de forma que a única diferença entre este e o caso oficial é o encadeamento do armazenamento das usinas hidrelétricas usado nas simulações que contemplam a redução no consumo. Tal encadeamento é realizado após a convergência do modelo Decomp, de forma que – dado um armazenamento inicial – o relatório de saída apresenta o armazenamento individualizado para o final do período de estudo (período de uma semana), este usado como armazenamento inicial para a próxima semana operativa, repetindo-se até o final do mês.

B. Cenários de redução no consumo

Os cenários de redução no consumo de 5% e 10% contaram além da técnica de encadeamento de armazenamento, com as reduções citadas (percentual referente à Carga Residencial e Comercial abatido da carga total do sistema) nos três patamares de carga estipulados pela CCEE e pelo ONS para cada semana operativa considerada. Isto porque o Decomp, diferentemente do Newave, trabalha com a carga individualizada por patamares [20].

Os ganhos obtidos com esses cenários, ao final do período de estudo, foram da ordem de 1% a 3% em relação ao armazenamento do SIN. Entretanto, o maior ganho observado diz respeito aos preços obtidos através destas simulações, onde as diferenças de preços são indubitáveis em todo o período de estudo, excluindo-se os casos onde o preço atingiu o teto ou o piso estipulado para o ano de 2014. Essas diferenças, que serão apresentadas no próximo item deste artigo, mostram que estes cenários realmente trariam benefício financeiro, tanto para as Distribuidoras quanto para os demais agentes sem contratos suficientes para atender seus clientes, tendo efeitos imediatos na Economia e consequentemente no bolso da população brasileira [20].

V. APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

De uma forma resumida, apresentam-se na Tabela I os valores provenientes dos balanços entre contratos de compra de energia e medição de consumo de cada uma das concessionárias distribuidoras, agregados pelos seus respectivos submercados [23]-[24].

Neste caso, como premissa do estudo, apenas os montantes de energia faltante (exposições ao MCP) foram utilizados.

Na Tabela II apresentam-se os valores de PLD obtidos através das simulações dos modelos Newave e Decomp, para cada cenário (Referência, Caso -5% e -10%), que serviriam para contabilizar os montantes de energia vistos na Tabela I.

TABELA I. TOTAL DE EXPOSIÇÃO MENSAL DAS DISTRIBUIDORAS POR SUBMERCADO [MW MÉDIOS]

	SE	SUL	NE	N	SIN
abr/14	-2.474	-924	-568	-225	-4.191
mai/14	-1.031	-88	-204	-132	-1.454
jun/14	-581	-69	-146	-154	-949
jul/14	-600	-191	-325	-167	-1.283
ago/14	-406	0	-151	-140	-697
set/14	-968	-14	-182	-187	-1.350
out/14	-1.602	-209	-226	-155	-2.192
nov/14	-900	-184	-118	-142	-1.344
dez/14	-1.316	-321	-117	-100	-1.854

Sabendo da contabilização dos totais de energia faltante para o atendimento integral dos consumidores por parte das distribuidoras, foi possível estimar os ganhos financeiros de cada um dos cenários de redução no consumo, comparando-os ao cenário referência. Sendo assim, apresenta-se na Tabela III a economia teórica em milhões de reais que cada cenário de redução no consumo traria por submercado.

Observando-se todo o horizonte de estudo, identificou-se

no Cenário de 5% de redução de carga, uma economia teórica de R\$ 786,7 milhões em relação ao caso referência, enquanto que no cenário de 10% de redução no consumo houve uma economia teórica de impressionantes R\$ 1,766 bilhões [18].

VI. CONCLUSÕES

Ao examinar o cenário econômico brasileiro atual, constata-se que a redução do consumo de energia elétrica que ocorre desde o final do ano de 2014 não foi devida unicamente à racionalização voluntária por parte dos consumidores, mas sim à sinalização de preços e retração da economia brasileira, principalmente do setor industrial.

É importante destacar que o enfraquecimento da economia brasileira e a redução global no consumo de energia elétrica do SIN implicaram em uma revisão expressiva das previsões de carga de energia para o horizonte de estudo dos modelos computacionais (2015 – 2019) e por consequência diminuíram a expectativa do valor do PLD para o longo prazo, mesmo com condições ainda críticas de volume armazenado nos reservatórios do SIN.

Quanto aos resultados obtidos pelo trabalho, a economia teórica apresentada serve apenas de alento para as empresas de distribuição e geração de energia elétrica. Visto que inúmeros outros problemas ocorreram após o período de estudo, não só no campo econômico, mas de cunho hidrológico e consequentemente jurídico.

TABELA II. VALORES DE PLD COMPILADOS POR CENÁRIO [R\$/MWh]

Cenário	Sub-mercado	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14
Referência	SE	822,83	816,34	461,30	642,99	696,08	703,68	771,13	803,13	557,90
	SUL	822,83	816,34	207,75	581,97	696,08	703,60	726,06	803,13	557,90
	NE	727,17	767,60	461,07	642,99	696,08	703,68	771,13	803,13	557,90
	N	646,70	334,12	461,07	642,99	696,08	703,68	771,13	803,13	557,90
Caso -5%	SE	775,85	749,13	334,29	517,27	609,73	590,40	691,21	799,92	514,81
	SUL	775,85	749,13	131,27	438,73	609,73	590,34	649,46	799,92	514,81
	NE	675,42	672,07	334,28	517,27	609,73	590,40	691,21	799,92	514,81
	N	507,69	297,62	334,28	517,27	609,73	590,40	691,21	799,92	514,81
Caso -10%	SE	647,12	543,21	251,53	422,63	542,60	517,34	612,87	797,77	474,37
	SUL	647,12	543,21	80,10	361,18	542,60	513,82	572,59	797,77	474,37
	NE	622,73	540,39	251,46	422,63	542,60	517,34	612,87	797,77	474,37
	N	448,11	220,55	251,46	422,63	542,60	517,34	612,87	797,77	474,37

TABELA III. ECONOMIA TEÓRICA ENTRE OS CENÁRIOS E A REFERÊNCIA [MILHÕES DE REAIS]

Cenário	Sub-mercado	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14	Total
Caso -5%	SE	83,7	51,6	53,1	56,1	26,1	78,9	95,3	2,1	42,2	488,97
	SUL	31,2	4,4	3,8	20,4	0,0	1,1	11,9	0,4	10,3	83,54
	NE	21,1	14,5	13,3	30,4	9,7	14,9	13,5	0,3	3,8	121,44
	N	22,5	3,6	14,0	15,7	9,0	15,2	9,2	0,3	3,2	92,76
	Total	158,6	74,0	84,3	122,5	44,8	110,1	129,9	3,1	59,4	786,70
Caso -10%	SE	313,0	209,6	87,7	98,3	46,3	129,8	188,7	3,5	81,8	1158,66
	SUL	116,9	17,8	6,4	31,4	0,0	1,9	23,8	0,7	19,9	218,79
	NE	42,7	34,5	22,0	53,3	17,2	24,5	26,6	0,5	7,3	228,59
	N	32,2	11,1	23,2	27,4	16,0	25,1	18,3	0,5	6,2	159,98
	Total	504,7	273,0	139,3	210,4	79,6	181,2	257,4	5,2	115,2	1766,02

Inúmeras empresas que atuam no ACR e ACL despontaram com liminares, alegando não ter responsabilidade sobre déficits na geração de seus empreendimentos, motivando a discussão abordada pela MP nº 688/2015 discutida neste artigo.

Isto posto, como quase todas as empresas se resguardaram juridicamente por meio de liminares, poucas foram as empresas desprotegidas, e valores impraticáveis foram direcionados à estas no processo de liquidação da CCEE. O resultado disso foi a paralização de todo o processo de liquidação na CCEE por quase três meses. A inadimplência resultante da liquidação financeira do MPC, referente às operações de julho e agosto de 2015, passou de 50% e os efeitos no mercado livre de energia foram imediatos. As incertezas levaram o mercado a trabalhar com um deságio no valor da energia a um patamar de R\$50/MWh, nunca anteriormente visto, forçando empresas de menor porte a tomar posição de venda, a fim de garantir fluxo de caixa para os próximos meses. Isso porque o processo de liquidação do MCP pode ocorrer por via judicial, ou seja, sem data prevista [25].

Dada a atual conjuntura econômica, somada aos problemas comerciais e judiciais, e mesmo havendo uma importante recuperação dos reservatórios do SIN, principalmente nos subsistemas Sul e Sudeste durante o ano de 2015, comparados àqueles vistos em 2014 e comparando-os aos níveis observados em 2001 [3]. Não significa que os anos próximos serão menos turbulentos e cruciais para o setor elétrico e energético brasileiro, serão consequentemente primordiais para a recuperação e desenvolvimento da economia brasileira.

Os autores acreditam que novas metodologias operacionais e comerciais devam surgir em decorrência dos problemas tratados neste artigo, somando-se ao pleito popular de poder escolher seu fornecedor de energia elétrica (Projeto de Lei nº 1917/2015). Tais mudanças funcionarão de forma semelhante ao que já ocorre no ramo de telefonia no Brasil, proporcionando ao consumidor a livre escolha de seu fornecedor além de incentivar a concorrência entre os fornecedores, promovendo a tão almejada modicidade tarifária.

REFERÊNCIAS

- [1] C. E. A. Bardelin. Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica, dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, São Paulo, 2004.
- [2] N. de Castro, R. Brandão (2014 Out 17). Preço x custo da energia no setor elétrico brasileiro. Valor Econômico, São Paulo [Online]. Disponível em: <http://goo.gl/94U7Vb>
- [3] ONS (2015, Nov 23). Situação dos principais reservatórios do Brasil [Online]. Disponível em: <http://goo.gl/amjcZl>
- [4] C. A Coelho, C. P. Oliveira, T. Ambrizzi, M. S. Reboita, C. B. Carpenedo, J. L. P. S. Campos, A. C. N. Tomaziello, L. A. Pampuch, M. S. Custódio, L. M. M. Dutra, P. R. Rocha, A. Rehbein, "The 2014 southeast Brazil austral summer drought." em *Climate Dynamics*, vol. 45, agosto 2015.
- [5] CCEE (2015 Jun 18). Informações ao mercado: InfoMercado Mensal [Online]. Disponível em: <http://goo.gl/Gd2a1u>
- [6] EPE (2015, Jan 29). Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica [Online]. Disponível em: <http://goo.gl/9l9s55>
- [7] IMF (2015, Nov 15). World economic outlook (International Monetary Fund): Adjusting to Lower Commodity Prices, October 2015 [Online]. Disponível em: <http://goo.gl/fJ2vIV>
- [8] BCB (2015, nov. 23). Relatório de Inflação (Banco Central do Brasil): Setembro 2015 [Online]. Disponível em: <http://goo.gl/AQXRkb>
- [9] IBGE (2013, Mai 13). Índices de Preços ao Consumidor – IPCA e INPC [Online]. Disponível em: <http://goo.gl/VeY3Rl>
- [10] BCB (2015, Jan 22). Relatório de Inflação (Banco Central do Brasil): Dezembro 2014 [Online]. Disponível em: <http://goo.gl/JGv3mM>
- [11] BRASIL. Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária [Online]. Disponível em: <http://goo.gl/w3e1Cq>
- [12] S. Brandão, B. Moraes, E. Buccini, G. Rodrigues, G. Samor. Rio Bravo Fronteiras. Mudanças regulatórias nas concessões de energia elétrica [Online]. Disponível em: <http://goo.gl/z3ZdAX>
- [13] Aneel (2015, Nov 05). Nota Técnica nº 037/2013, Regras de Comercialização de Energia Elétrica para aplicação da Resolução CNPE 003/2013 [Online]. Disponível em: <http://goo.gl/K2RAxc>
- [14] Aneel (2015 Abr 17). Resolução Normativa nº 518, de 18 de dezembro de 2012. Estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias [Online]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012518.pdf>
- [15] Aneel (2015 Abr 17). Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013. Estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias [Online]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/atren2013547.pdf>
- [16] Aneel (2015 Mai 12). Nota Técnica nº 34/2015. Regulamentação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias [Online]. Disponível em: <http://goo.gl/KHckSw>
- [17] Aneel (2015 Nov 30). Resolução Homologatória nº 1.945. Estabelece os adicionais das bandeiras tarifárias [Online]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren20151945.pdf>
- [18] Aneel (2015, Nov 10). Nota Técnica nº 0142/2015. Homologação das Tarifas de Energia referentes à COPEL-DIS [Online]. Disponível em: <http://goo.gl/0QIYBZ>
- [19] Trade Energy (2015, Nov 23). Mercado em Foco, novembro 2015, nº 53 [Online]. Disponível em: <http://goo.gl/ZdnQ5s>
- [20] D. A. Bosa, R. A. Loreto. Simulação e análise de cenários de racionalização de energia elétrica em 2014: impactos no caixa das distribuidoras, trabalho de conclusão de curso, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Curitiba, 2015.
- [21] CCEE (2015 Nov 24). Regras de Comercialização: Garantias Físicas [Online]. Disponível em: <http://goo.gl/evdqKm>
- [22] M. Costa, J. Borba (2014, Out 15). Mudança na energia trava mercado livre. Folha de São Paulo, São Paulo.
- [23] CCEE (2015 Mar 27). Relatórios Individuais Gerais de Contratos [Online]. Disponível em: <http://goo.gl/AvftW4>
- [24] CCEE (2015 Mar 27). Relatórios Individuais Gerais de Medição [Online]. Disponível em: <http://goo.gl/It2oGD>
- [25] M. Godoi (2015 Out 16). Liquidação do MCP refletiu descompasso do setor. Agência Canal Energia, Mercado Livre, São Paulo.