



ESTUDOS PARA O DESENVOLVIMENTO
DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO



Nº **8**
agosto.2011

Quanto custa a energia elétrica para a indústria no Brasil?

Sistema
FIRJAN



INFORMA, FORMA, TRANSFORMA.



Expediente

Sistema FIRJAN | Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro
PRESIDENTE Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira

Diretoria Geral do Sistema FIRJAN
DIRETOR Augusto Franco Alencar

Diretoria de Desenvolvimento Econômico e Associativo
DIRETORA Luciana Costa M. de Sá

Gerência de Competitividade Industrial e Investimentos
GERENTE Cristiano Prado M. Barbosa

Equipe Técnica:
André August Souza Herzog
Anna Cecília J. de Aguiar Gomes
Gisah Brandão Correa
Júlia Nicolau Butter
Tatiana Lauria Vieira da Silva
Riley Rodrigues de Oliveira

Estagiária:
Ana Thereza Carvalho Costa

Contato

www.firjan.org.br | gni@firjan.org.br
Av. Graça Aranha, 1 / 10º andar
Cep: 20030-002
Rio de Janeiro - RJ
Tel: + 55 (21) 2563-4691
Fax: + 55 (21) 2563-4061



SUMÁRIO

Resumo Executivo	4
Introdução	9
1 • Quanto custa a energia elétrica no Brasil e no Mundo para o Setor Industrial?	10
2 • A elevada tarifa de energia elétrica no Brasil	15
2.1. Quanto custa a geração, a distribuição e a transmissão na tarifa industrial de energia elétrica no Brasil?	15
2.2. O impacto dos custos referentes às perdas sobre a competitividade industrial	18
2.3. O impacto dos encargos específicos do setor elétrico sobre a competitividade industrial	21
2.4. O peso da carga tributária sobre a tarifa de energia elétrica industrial	24
3 • Qual o caminho para elevar a competitividade da energia industrial no Brasil?	28
Anexo 1: Metodologia do estudo	30
Anexo 2: Tarifa industrial de demanda	31



RESUMO EXECUTIVO

Possuindo relação direta com o comportamento da economia, a energia elétrica é utilizada por todos os segmentos da sociedade e apresenta papel preponderante para o setor industrial. A disponibilidade de eletricidade a preços módicos é, cada vez mais, fator decisivo para a competitividade do país. Nesse contexto, o Sistema FIRJAN tem debatido e chamado atenção para o tema, especialmente no que tange à excessiva oneração da energia elétrica consumida pela indústria brasileira. O presente estudo configura-se como mais um passo desse processo, trazendo à tona um aspecto fundamental: o impacto da tarifa de energia elétrica sobre a competitividade da indústria nacional em relação a outros países.

A partir da análise das diversas tarifas de consumo de energia elétrica industrial das 64 distribuidoras nas 27 unidades da federação foi possível calcular a tarifa média de energia elétrica para a indústria no Brasil: 329,0 R\$/MWh, com variação de até 63% entre os estados.

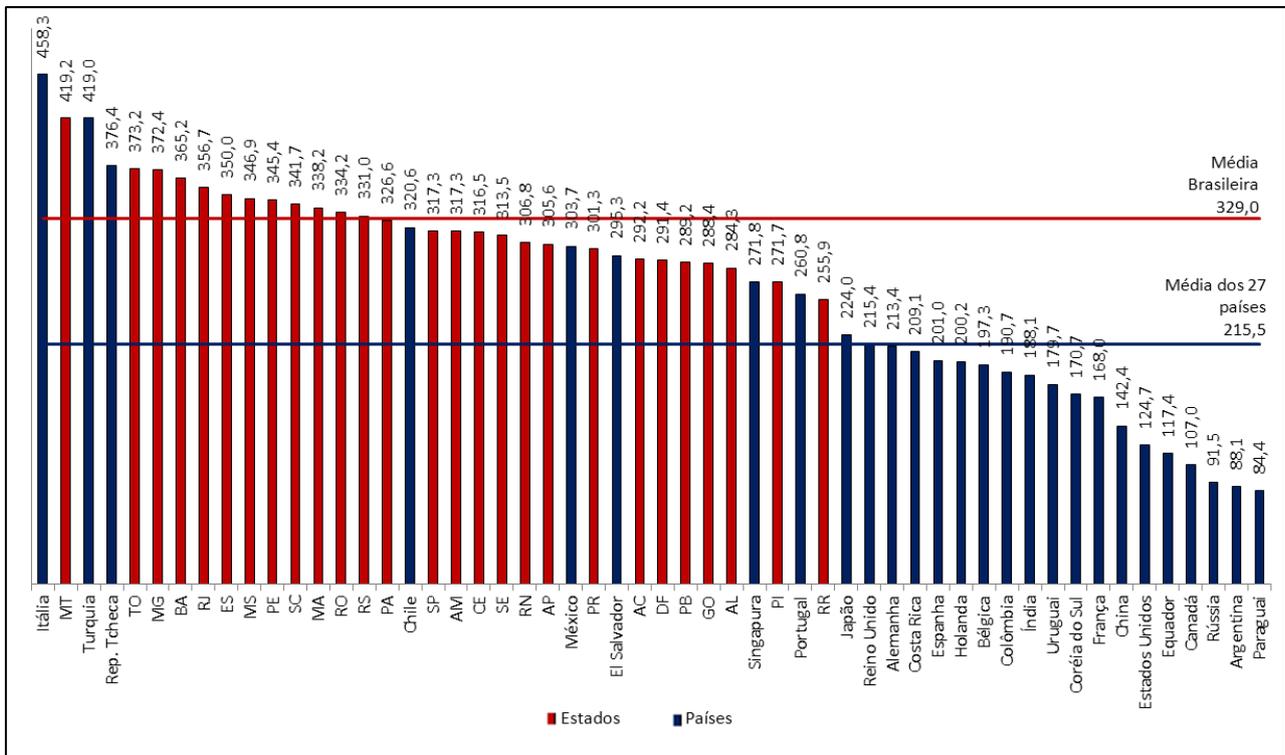
Mais importante, porém, do que observar as disparidades regionais, é avaliar a competitividade da tarifa de energia frente à dos demais países do mundo, em especial a dos principais concorrentes brasileiros.

A tarifa média de 329,0 R\$/MWh para a indústria no Brasil é mais do que 50% superior à média de 215,5 R\$/MWh encontrada para um conjunto de 27 países do mundo, para os quais há dados disponíveis na Agência Internacional de Energia. Quando comparado aos países dos BRICs, a tarifa de energia elétrica industrial brasileira é 134% maior do que a média das tarifas de China, Índia e Rússia (140,7 R\$/MWh). A comparação com quatro de seus principais parceiros comerciais – EUA, Argentina, Alemanha e China – mostra, igualmente, que o país tem tarifa de energia elétrica para indústria muito acima do padrão internacional. Por fim, a análise estadual reforça essa conclusão uma vez que nenhum estado possui tarifa de energia em patamares competitivos, seja quando comparada à média mundial, aos BRICs, aos principais países da América Latina ou mesmo aos principais parceiros comerciais do Brasil.

A análise das causas da baixa competitividade brasileira traz informações reveladoras. A primeira delas é que, na partida, o Brasil já é pouco competitivo nesse insumo: apenas a parte da tarifa referente aos custos de Geração, Transmissão e Distribuição (conhecidos como “GTD”) já é superior à tarifa final de energia dos três principais parceiros do comércio exterior brasileiro: China, Estados Unidos e Argentina. Portanto, a grande vantagem hídrica do país não se reflete em preços módicos de GTD para a indústria.

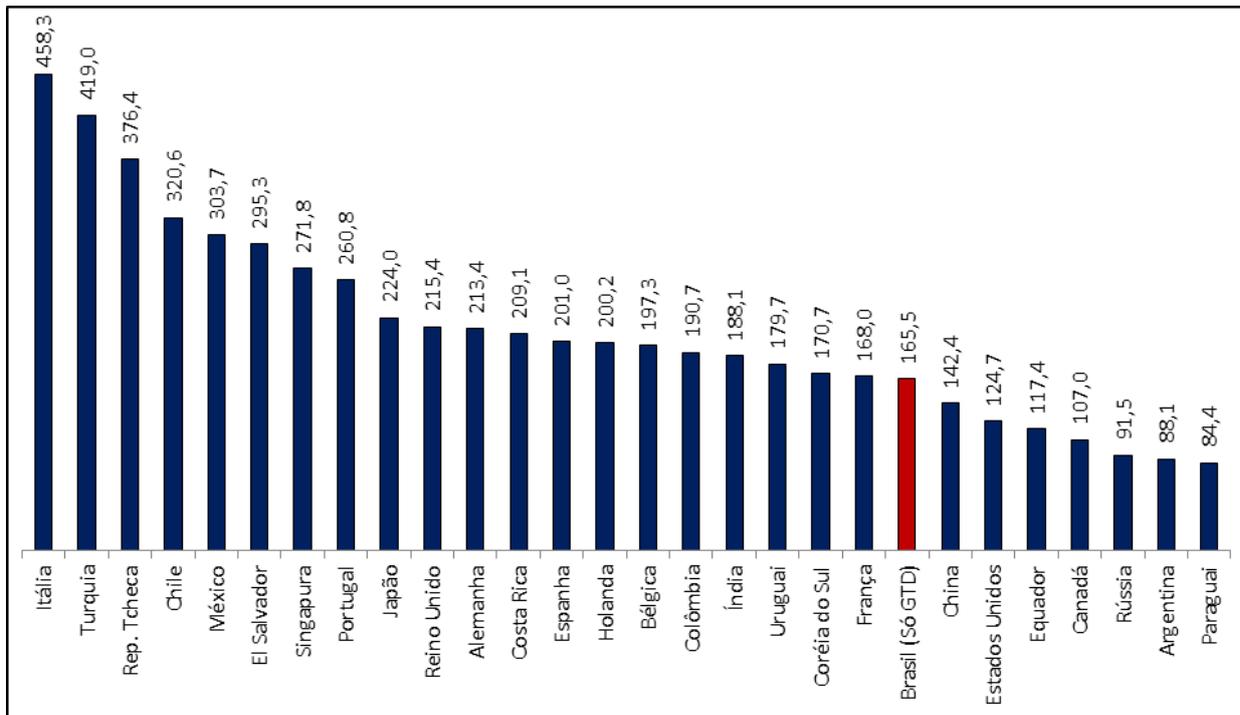


Gráfico 1 – Tarifa industrial de consumo de energia elétrica – estados brasileiros e países selecionados (R\$/MWh)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel (2011) e da Agência Internacional de Energia (2011).

Gráfico 2 – Custo de GTD do Brasil e tarifas internacionais finais de energia elétrica industrial (R\$/MWh)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel (2011) e da Agência Internacional de Energia (2011).



Outro componente crítico são os 14 encargos – recorde mundial – que respondem por 17% da tarifa final de energia elétrica da indústria. Com destinações diversas, e muitas vezes sobrepostas, eles contribuem para eliminar a assimetria das tarifas entre as diversas regiões do Brasil, com um impacto perverso: todas as regiões se tornam igualmente pouco competitivas em termos mundiais.

Considerando o impacto do custo de GTD e dos encargos sobre a competitividade da tarifa, seria desejável que o governo federal e os governos estaduais praticassem uma política tributária que buscasse onerar o mínimo possível esse insumo. Entretanto, não é isso o que acontece: a alíquota média dos tributos federais e estaduais (PIS/COFINS e ICMS, respectivamente), cobrada na tarifa de energia elétrica industrial no Brasil é de 31,5%. Esse elevado nível de carga tributária não encontra nenhum similar dentre os países analisados. Pelo contrário, em países como Chile, México, Portugal e Alemanha o peso dos tributos é zero.

Cabe ressaltar ainda que o ICMS apresenta alíquotas diferenciadas entre estados e entre diferentes faixas de consumo de energia. A análise do gráfico 3 permite identificar claramente três grupos distintos de estados:

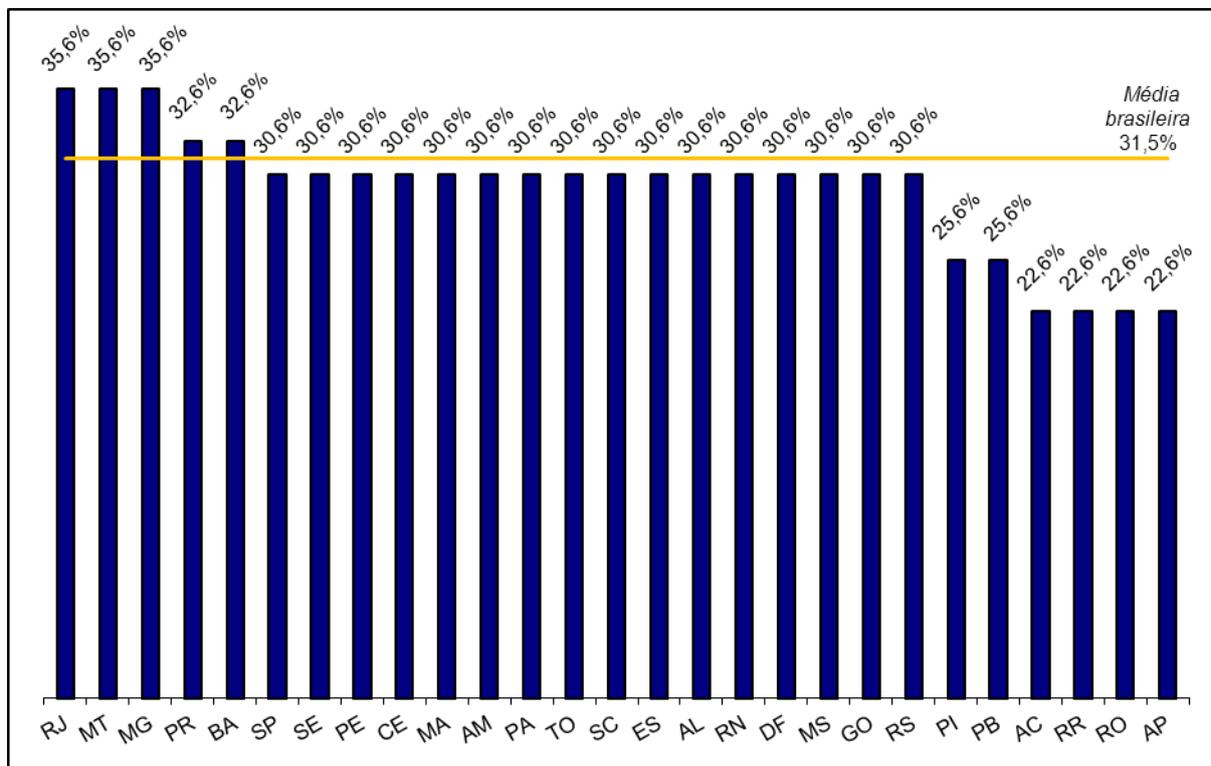
- (1) aqueles que, reconhecendo sua baixa competitividade na atração de investimentos industriais, optaram por manter uma carga menor do que a média nacional, na tentativa de gerar atrativos para novos investimentos;
- (2) aqueles que optaram por manter a carga tributária alinhada com a média nacional; e
- (3) aqueles que optaram por elevar a carga sensivelmente acima da média nacional, favorecendo o aumento da arrecadação estadual vis-à-vis a perda de competitividade imposta por maior custo às indústrias frente à de seus concorrentes nacionais e internacionais.

O estudo conclui, portanto, que as tarifas industriais de energia elétrica praticadas junto à indústria brasileira impactam em demasiado sua competitividade, sob qualquer ótica que se observe. Empresas de todos os portes e segmentos são afetadas em todas as regiões do país, e, em especial, nos estados com maior contribuição para a produção industrial brasileira.

As perspectivas futuras não permitem prever mudanças significativas desse cenário, caso nada seja feito. De fato, exercícios baseados nos preços-teto de energia do próximo Leilão de Energia Nova A-3 mostram que a tarifa final dessa energia nova para a indústria deve ser da ordem de 280 R\$/MWh, abaixo do valor atual, mas ainda muito acima da tarifa industrial observada nos principais parceiros e concorrentes internacionais do Brasil



Gráfico 3 – Parcela de tributos (PIS/COFINS e ICMS) incidentes sobre a tarifa de energia elétrica industrial



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel (2011)

Portanto, são necessárias ações urgentes para garantir que o setor produtivo brasileiro consiga acessar esse insumo não apenas em quantidade, qualidade e segurança necessárias, mas também com preços módicos, de forma a reverter o quadro apresentado. Essas medidas precisam se basear na construção de um plano de políticas integradas para o setor que diminuam custos de GTD, eliminem excesso de encargos setoriais e desonerem o insumo elétrico com diminuição da carga tributária. Assim, deve-se:

- i) estimular a geração de energia elétrica com menores custos e baseado na diversificação de fontes, garantindo a modicidade e competitividade do preço final para a indústria. Em particular, deve-se atentar para a correta análise de custo-benefício de inserção na matriz de usinas a fio d'água, dado o custo de complementação térmica. O Plano Decenal de Energia (PDE) e os leilões de energia nova devem ser baseados nessas recomendações;
- ii) abater dos preços de energia a parcela correspondente aos valores dos ativos já amortizados e depreciados das usinas que terão seus contratos vencidos nos anos vindouros, seja a decisão do governo de renovar ou religar as concessões, a fim de reduzir o custo GTD atual do país. Para alcançar os padrões internacionais de competitividade, os custos de GTD têm que ser reduzidos em 35%;



- iii) eliminar a CCC e a CDE. As políticas públicas, como universalização do acesso à energia elétrica, subsídios cruzados e subvenção de tarifas para famílias de baixa renda devem ser suportadas por recursos próprios do orçamento da União, e não pelos consumidores de energia elétrica;
- iv) eliminar o RGR e o Proinfa. No caso da RGR, seus recursos não foram usados para o objetivo para o qual foi criado, e a iminência do vencimento de diversas concessões torna sua continuidade fora de propósito. No caso do Proinfa, seu objetivo já foi atingido na medida em que as fontes renováveis já participam e competem no leilão.
- v) reduzir significativamente a alíquota do ICMS sobre a tarifa de energia elétrica e permitir a possibilidade de obtenção de créditos tributários de forma automática a todos os consumidores industriais; e
- vi) fortalecer a ANEEL para que esta tenha completa autonomia na sua estruturação interna e na regulação do mercado, atuando de forma mais contundente para garantir a competitividade, em padrões internacionais, da tarifa de energia elétrica industrial.

Essas iniciativas trariam um imediato e expressivo ganho de competitividade para o setor produtivo e contribuiriam de forma decisiva para o desenvolvimento do país.



INTRODUÇÃO

Possuindo relação direta com o comportamento da economia, a energia elétrica é utilizada por todos os segmentos da sociedade e apresenta papel preponderante para o setor industrial. Assim, a disponibilidade de eletricidade em quantidade e preços módicos é, cada vez mais, fator decisivo para a competitividade do país.

Nesse contexto, o Sistema FIRJAN tem debatido e chamado atenção para o tema, especialmente no que tange à excessiva oneração da energia elétrica consumida pela indústria brasileira. O presente estudo configura-se como mais um passo desse processo, trazendo à tona um aspecto fundamental: o impacto da tarifa de energia elétrica sobre a competitividade da indústria nacional em relação a outros países.

Partindo do detalhamento dos componentes das tarifas de energia de todos os estados do Brasil para o segmento industrial, o estudo destaca os desafios presentes no setor elétrico e aponta trajetórias a serem seguidas que podem transformar o Brasil em um país com maiores incentivos ao crescimento da atividade industrial – e, conseqüentemente, com melhores condições para o desenvolvimento econômico.



1 • QUANTO CUSTA A ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E NO MUNDO PARA O SETOR INDUSTRIAL?

A energia elétrica é um insumo essencial para a atividade industrial e a garantia de seu fornecimento, com qualidade, segurança e preços módicos, é fundamental para o desenvolvimento da economia e para o crescimento da produção industrial. Nesse sentido, é essencial conhecer a tarifa média cobrada no país e compará-la à que é cobrada no mercado internacional.

Os consumidores de energia elétrica conectados à rede de *baixa tensão* – residências, comércios e microempresas – possuem uma tarifa de energia elétrica aplicada somente sobre o consumo de energia. Já a tarifa de energia elétrica para consumidores de *alta tensão* – indústrias e grandes consumidores de energia – se divide em duas partes: consumo e demanda. A tarifa de consumo (tal como para os consumidores da baixa tensão) visa remunerar a energia de fato utilizada, enquanto que a tarifa de demanda visa remunerar o serviço de disponibilização da energia elétrica (de potência elétrica) no sistema. Assim, a tarifa de consumo é dada em unidades de energia (R\$/MWh) e a tarifa de demanda, em unidade de potência (R\$/kW).

A análise apresentada a seguir se dedicará ao detalhamento da tarifa de consumo, tanto pelo fato de que esta representa quase a totalidade da conta final de energia elétrica quanto pela escassez de dados para tarifas de demanda em outros países¹.

No Brasil, a tarifa média de consumo de energia elétrica industrial foi consolidada com base em dados da ANEEL, para 64 distribuidoras, referentes às 27 unidades da federação². O resultado aponta que a tarifa média de energia elétrica para a indústria no Brasil é de 329,0 R\$/MWh, com grande variação entre estados.

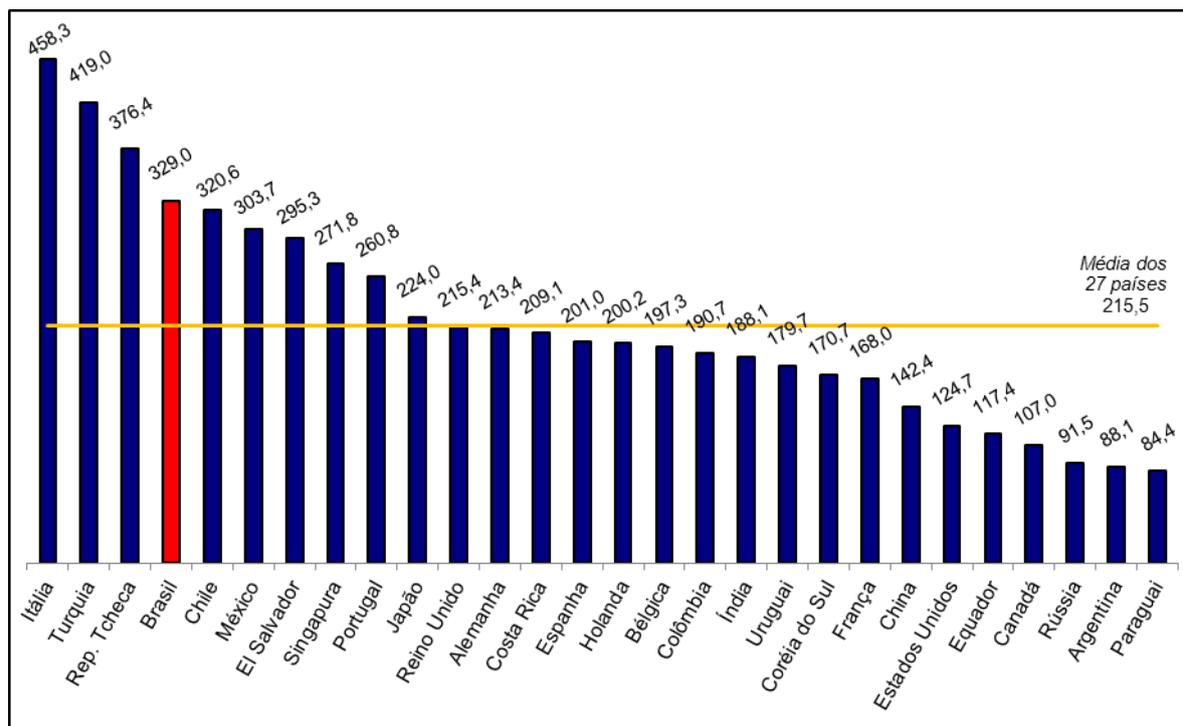
De fato, conforme aponta o gráfico 4, a tarifa de energia elétrica industrial no Brasil varia 63% entre o estado mais caro (Mato Grosso) e o mais barato (Roraima). Tal diferença reflete não só os diferentes custos de produção, distribuição e transmissão, mas também o peso dos encargos setoriais e dos tributos.

¹ A avaliação da tarifa de demanda praticada no Brasil, ranqueada pelos estados, encontra-se detalhada no Anexo 2.

² Para maiores informações sobre a metodologia ver o Anexo 1.



Gráfico 5 – Tarifa industrial de consumo de energia elétrica – países selecionados (R\$/MWh)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel (2011) e da Agência Internacional de Energia (2011).

Nota: Valores convertidos para Real por PPP 1,834 R\$/US\$ (OCDE, 2011).

Quando comparada a dos demais países dos BRICs, a tarifa de energia elétrica industrial no Brasil é 134% maior do que a média das tarifas de China, Índia e Rússia (140,7 R\$/MWh), conforme tabela 1 a seguir. As indústrias instaladas no Brasil pagam, em média, 259% a mais do que na Rússia, 131% a mais do que na China e 75% a mais do que na Índia.

Tabela 1 – Tarifas de energia elétrica industrial dos BRICs – Brasil, Rússia, Índia e China (R\$/MWh)

Países	Tarifa média (R\$/MWh)
Brasil	329,0
Índia	188,1
China	142,4
Rússia	91,5
Média de Rússia, Índia, China	140,7

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel (2011) e da Agência Internacional de Energia (2011).

Em relação aos vizinhos latinos, o Brasil apresenta também menor competitividade com uma tarifa 67% superior à média da praticada por Argentina, Chile, Colômbia, El Salvador, Equador, México, Paraguai e Uruguai (197,5 R\$/MWh), conforme apresenta a tabela 2 a seguir.

**Tabela 2 – Tarifas de energia elétrica industrial na América Latina (R\$/MWh)**

Países	Tarifa média (R\$/MWh)
Brasil	329,0
Chile	320,6
México	303,7
El Salvador	295,3
Colômbia	190,7
Uruguai	179,7
Equador	117,4
Argentina	88,1
Paraguai	84,4
Média dos vizinhos latinos (Argentina, Chile, Colômbia, El Salvador, Equador, México, Paraguai e Uruguai)	197,5

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel (2011) e da Agência Internacional de Energia (2011).

A comparação com quatro de seus principais parceiros comerciais – EUA, Argentina, Alemanha e China – mostra, novamente, que o país tem tarifa de energia elétrica para indústria muito acima do que o padrão internacional: a tarifa brasileira é superior à desses países em, respectivamente, 164%, 273%, 54% e 131%.

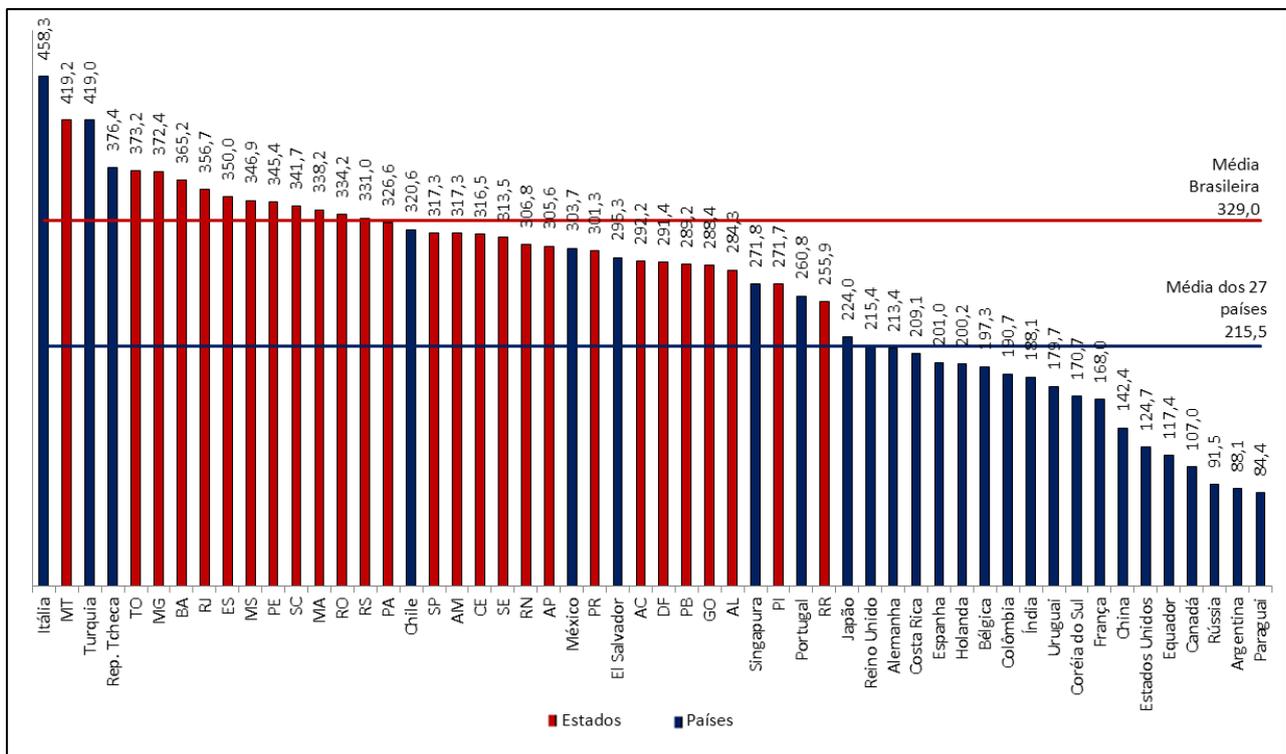
Considerando que o valor brasileiro é uma média e que, como demonstrado, há grande variação entre o valor dos estados, cabe analisar como a tarifa estadual se encontra quando comparada às tarifas internacionais, pois, *a priori*, seria possível que alguns estados fossem competitivos internacionalmente.

Entretanto, a realidade não confirma a hipótese acima. De fato, observa-se, sob todas as óticas, que nenhum estado brasileiro possui tarifa de energia em patamares competitivos internacionais, seja quando comparada à média mundial, aos BRICs, aos principais países da América Latina ou mesmo aos principais parceiros comerciais do Brasil.

O gráfico 6, a seguir, apresenta a tarifa industrial dos estados brasileiros comparada com as tarifas dos 27 países selecionados a partir dos dados disponibilizados pela Agência Internacional de Energia.



Gráfico 6 – Tarifa industrial de consumo de energia elétrica – estados brasileiros e países selecionados (R\$/MWh)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel (2011) e da Agência Internacional de Energia (2011).

Com isso, importa identificar as razões que tornam a tarifa de energia elétrica no Brasil tão alta, levando-a a um notável distanciamento da realidade apresentada por outros países, sejam eles em desenvolvimento ou já desenvolvidos.

Para tanto, o capítulo a seguir analisa a estrutura tarifária brasileira, dividida entre os diversos estados, possibilitando identificar os fatores que elevam seu valor.



2 • A ELEVADA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A tarifa industrial de consumo de energia elétrica brasileira foi dividida, para fins de análise, em dois grupos distintos. O primeiro, ligado diretamente a questões operacionais, inclui os custos de Geração, Transmissão e Distribuição (conhecidos como “GTD”) e a parcela referente às perdas técnicas e não técnicas. O segundo é diretamente relacionado à arrecadação federal e estadual, seja na forma de encargos setoriais³, seja na forma de tributos federais e estaduais (PIS/COFINS e ICMS). A tabela 3, abaixo, demonstra como esses dois grupos contribuem para formar a tarifa de energia elétrica do setor industrial no Brasil.

Tabela 3 – Componentes das tarifas de consumo de energia elétrica industrial

Item	Participação dos Componentes	
	Tarifa Consumo	
	R\$/MWh	%
Custos de Geração, Transmissão e Distribuição – custos de GTD	165,5	50,3
Perdas técnicas e não técnicas	3,6	1,1
Encargos Setoriais	56,4	17,1
Tributos federais e estaduais (PIS/COFINS e ICMS)	103,5	31,5
Total	329,0	100,0

Costos ligados a questões operacionais: 51,4% da tarifa

Costos ligados à arrecadação do Estado: 48,6% da tarifa

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel (2011).

Para identificar as raízes da baixa competitividade da tarifa de energia industrial no Brasil, é essencial avaliar em detalhes e de forma cumulativa cada um dos quatro componentes listados acima sempre tendo os valores internacionais como referência de competitividade. É essa análise que será realizada nas próximas seções.

2.1. Quanto custa a geração, a distribuição e a transmissão na tarifa industrial de energia elétrica no Brasil?

O custo do segmento de geração corresponde ao custo da produção de energia elétrica, e é repassado integralmente aos consumidores pelas distribuidoras de energia. Para atender os consumidores localizados na sua área de concessão, a distribuidora contrata energia através de

³ Os encargos referem-se às cobranças incluídas na tarifa de energia destinadas a subvenções econômicas, a programas setoriais e manutenção de órgãos do setor.



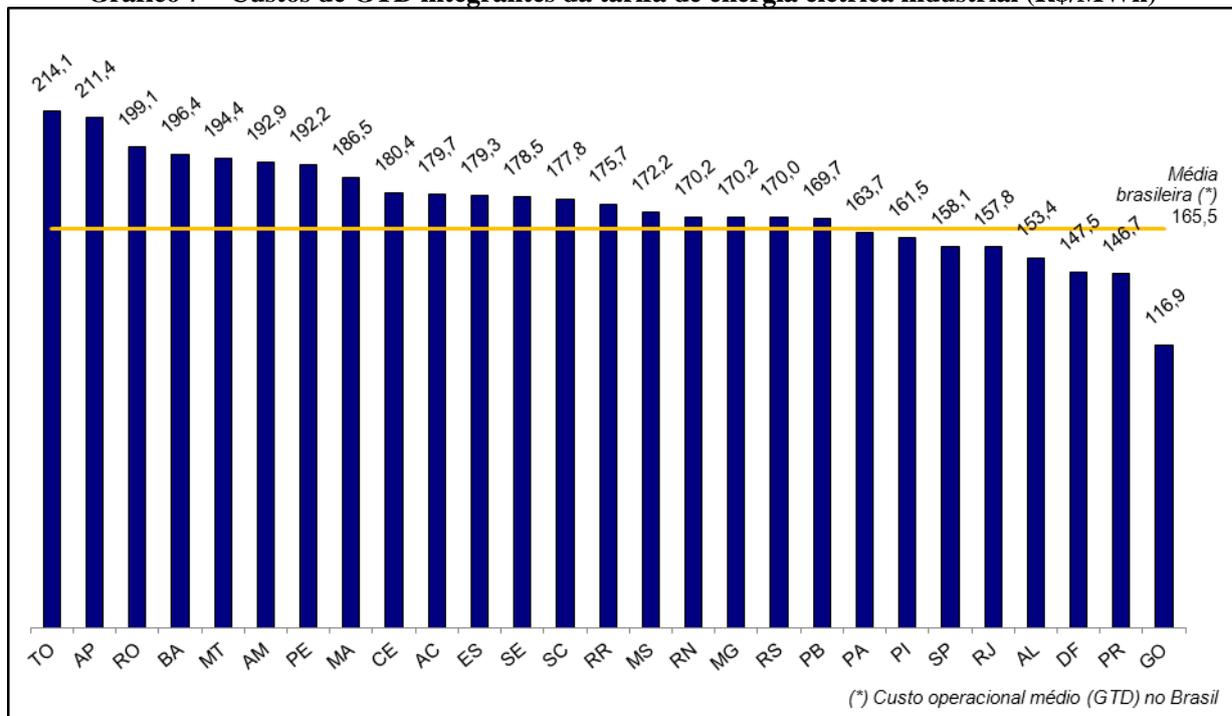
um leilão reverso, em função do crescimento do mercado e da região em que está localizada. Além dos contratos de energia de longo prazo, as distribuidoras podem realizar contratos de energia de curto prazo para, eventualmente, complementar a energia necessária para o total atendimento do seu mercado consumidor, com base nos mecanismos legais de comercialização vigentes.

O custo do segmento de transmissão visa remunerar as instalações pertencentes à rede básica, contemplando as linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão a partir de 230 kV, bem como a remuneração do capital investido.

Por fim, o custo do segmento de distribuição destina-se à remuneração das despesas com operação e manutenção dessa atividade e com cotas de depreciação dos ativos, além de remunerar o capital investido.

Juntos, os três custos “GTD” representam, na média, pouco mais de 50% da composição da tarifa global de energia elétrica industrial no Brasil, ou 165,5 R\$/MWh. O gráfico 7, a seguir, apresenta o valor da tarifa referente aos *custos de GTD*, comparando-o entre os estados e com a média brasileira. Observa-se, à semelhança da análise da tarifa final de energia, que há grandes disparidades regionais, com variação superior a 80% entre o estado mais barato (Goiás) e o mais caro (Tocantins).

Gráfico 7 – Custos de GTD integrantes da tarifa de energia elétrica industrial (R\$/MWh)

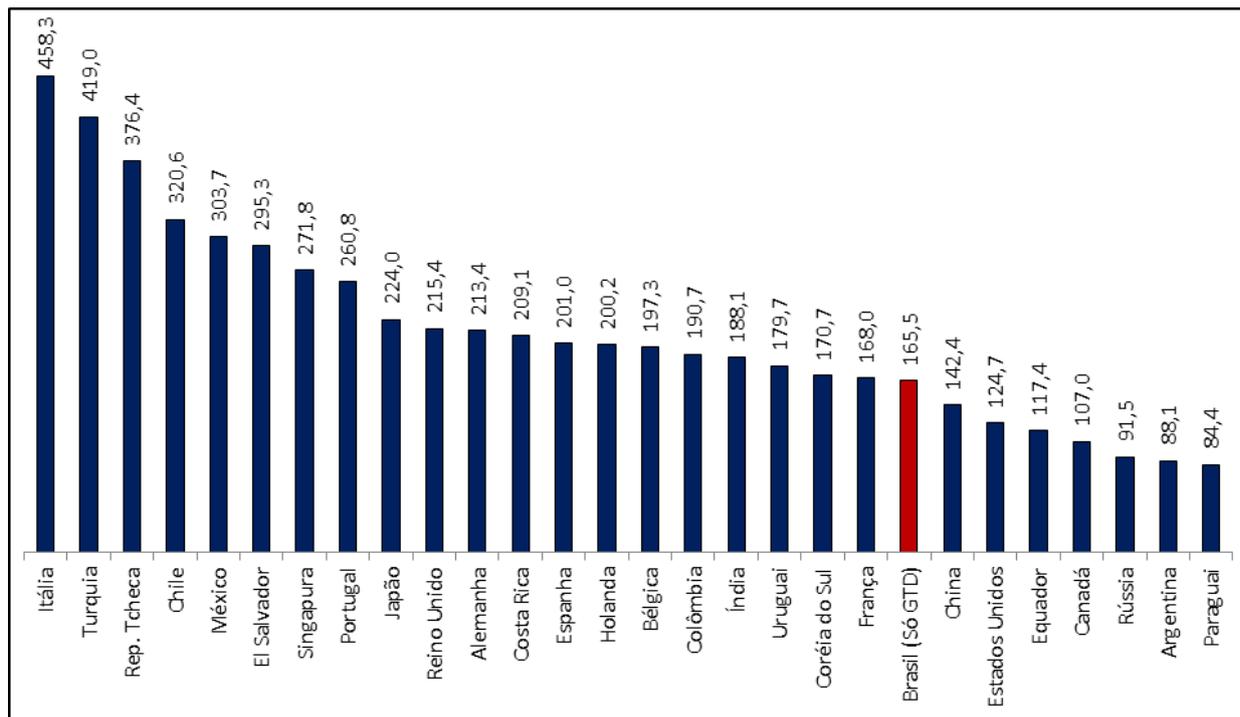


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel (2011)



A comparação internacional é esclarecedora e demonstra a baixa competitividade brasileira: em média, só o custo de GTD no Brasil já é superior às tarifas finais de países com dimensões territoriais maiores que a nacional, como China (142,4 R\$/MWh), Estados Unidos (124,7 R\$/MWh), Canadá (107,0 R\$/MWh) e Rússia (91,5 R\$/MWh). E isso, sem considerar perdas, encargos setoriais e tributos incidentes sobre a tarifa brasileira.

Gráfico 8 – Custo de GTD do Brasil e tarifas internacionais finais de energia elétrica industrial (R\$/MWh)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel (2011) e da Agência Internacional de Energia (2011).

Em termos estaduais, observa-se que o custo de GTD dos principais estados brasileiros exportadores de produtos manufaturados também supera a tarifa final de energia de diversos países.

A tabela 4, a seguir, apresenta as médias do custo de GTD das cinco regiões do Brasil. Por essa análise é possível perceber que o custo médio de GTD da Região Sudeste – centro industrial do Brasil – é, também, superior à tarifa final de países como China e Estados Unidos. A Região Nordeste, por sua vez, tem custos de GTD que se aproximam da tarifa final de energia elétrica industrial da Índia.

**Tabela 4 – Custos de GTD componentes das tarifas médias regionais (R\$/MWh)**

Regiões	Custo GTD (R\$/MWh)	Peso na tarifa final (%)
Nordeste	185,6	55,4%
Norte	184,6	56,8%
Sul	163,6	50,6%
Sudeste	160,7	48,6%
Centro-Oeste	146,7	44,6%
Média brasileira	165,5	50,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel (2011).

Assim, o que se observa é que, já de partida, a indústria brasileira sofre com baixa competitividade do custo de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica.

Cabe ressaltar, porém, que os custos operacionais incluem não somente a parcela GTD, mas também a parcela referente às perdas, cujo impacto é analisado na seção seguinte.

2.2. O impacto dos custos referentes às perdas sobre a competitividade industrial

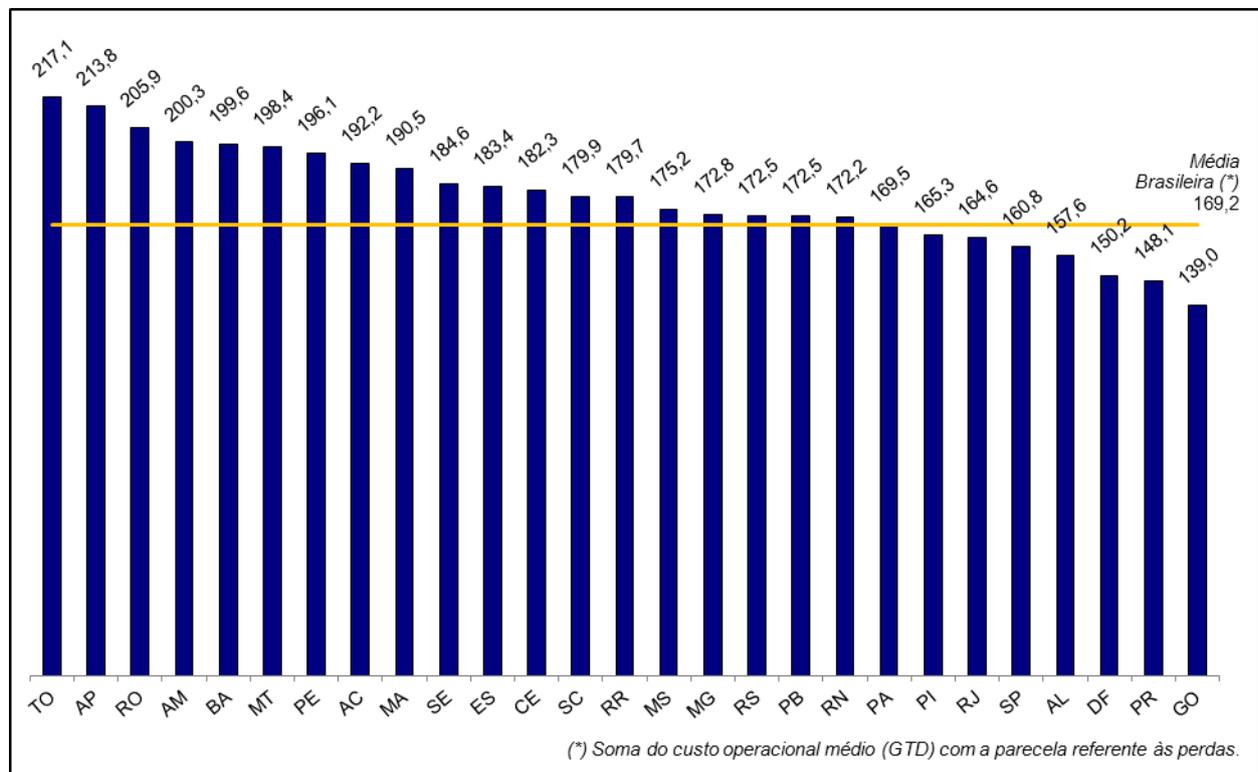
As perdas podem ser divididas em dois tipos: *técnicas* e *não técnicas*. As *perdas técnicas* são inerentes ao sistema elétrico e se referem à perda física de eletricidade dissipada nas redes de transmissão e de distribuição de energia. As *perdas não técnicas* são perdas comerciais, derivadas de inadimplências e furtos de energia, erros de medição, deficiências no processo de faturamento e falta de medidor em unidades consumidoras.

A parcela referente às *perdas* (técnicas e não técnicas) corresponde em média a 1% do valor global da tarifa de energia elétrica industrial no Brasil (equivalente a 3,6 R\$/MWh).

O gráfico 9, a seguir, apresenta a composição tarifária referente aos custos operacionais (*GTD* e *parcela de perdas*), comparando estes custos entre os estados e com a média brasileira. Observa-se, à semelhança da análise anterior referente aos custos de GTD, a existência de grandes disparidades regionais, com variação superior a 50% entre o estado mais caro (Tocantins) e o mais barato (Goiás). Chama-se atenção de que a redução dessa disparidade (de 80% da análise de GTD para 50%) deve-se ao elevadíssimo nível de perdas no estado de Goiás, que é desproporcionalmente alto em relação aos demais estados. De fato, ela representa um acréscimo de quase 19% sobre o custo GTD, enquanto o segundo estado com maior perda – o Acre – tem acréscimo de 7%.



Gráfico 9 – Soma de dois componentes da tarifa industrial de energia elétrica (GTD e perdas) dos estados brasileiros (R\$/MWh)



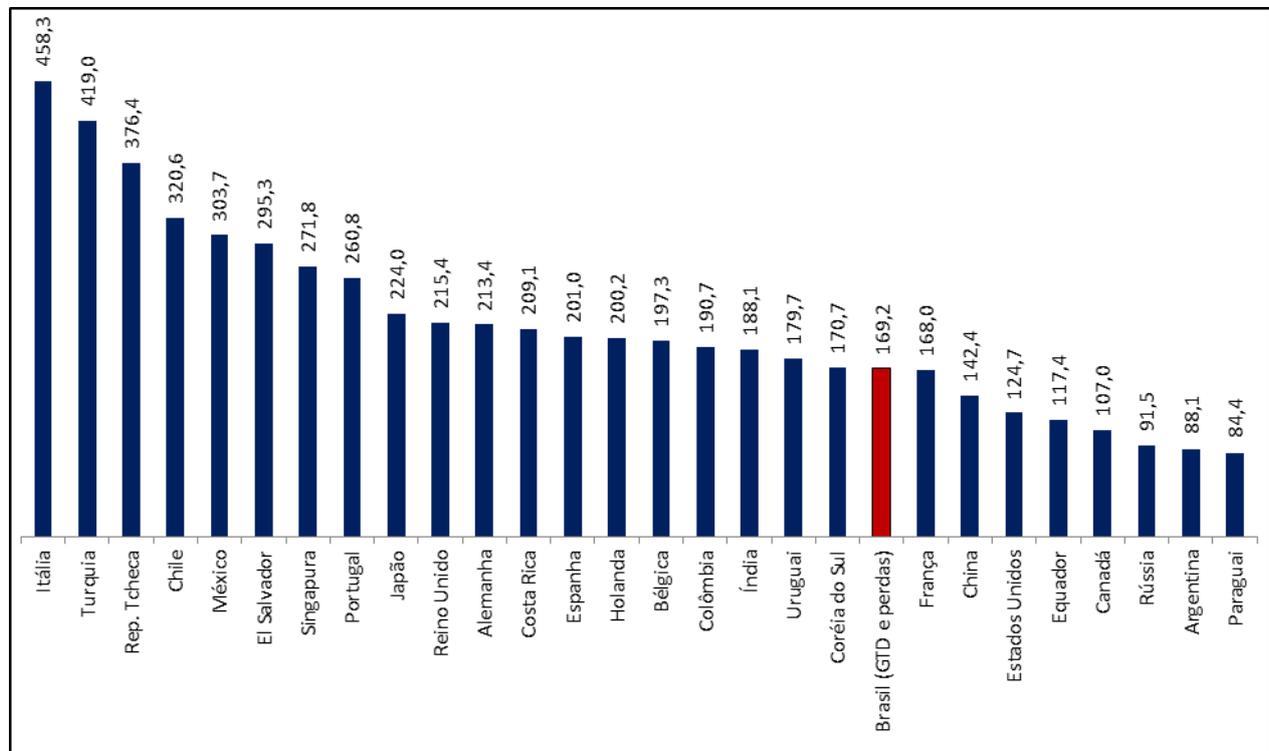
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel (2011)

Comparando o total dos custos operacionais que compõem a tarifa industrial de energia para o Brasil com a tarifa industrial final dos demais 27 países, fica novamente nítida a baixa competitividade brasileira: em média, a tarifa composta apenas pelo custo operacional do Brasil (169,2 R\$/MWh) é 20% superior à tarifa final de 140,7 R\$/MWh para a energia elétrica industrial praticada nos demais países dos BRICs (Rússia, Índia e China).

Além disso, levando-se em conta apenas este custo operacional da energia para as indústrias brasileiras, percebe-se que ela já supera em mais de 90% a tarifa de energia elétrica final para as indústrias argentinas, e é o dobro do que se cobra no Paraguai. Ainda em relação a parceiros do Mercosul, o custo de GTD mais perdas no Brasil é quase o mesmo que a tarifa final de energia elétrica industrial no Uruguai.



Gráfico 10 – Soma de dois componentes da tarifa industrial de energia elétrica (GTD e perdas) dos estados brasileiros e tarifas finais de energia elétrica industrial em países selecionados (R\$/MWh)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel (2011) e da Agência Internacional de Energia (2011).

A tabela 5, a seguir, apresenta as médias do custo operacionais (GTD e perdas) das cinco regiões do Brasil. Por essa análise é possível perceber a assimetria existente na parte operacional da tarifa industrial entre as regiões: a Região Norte tem, em média, tarifa 20% superior à tarifa da Região Centro-Oeste, e é superior às tarifas de todos os demais países dos BRICs. O Sudeste tem a segunda menor tarifa, considerando-se apenas os custos operacionais.

Tabela 5 – Custos operacionais (GTD e perdas) componentes das tarifas médias regionais (R\$/MWh)

Regiões	Tarifa média (GTD e perdas) (R\$/MWh)	Peso na tarifa final (%)
Norte	191,1	58,8%
Nordeste	188,8	56,3%
Sul	165,6	51,3%
Sudeste	163,9	49,5%
Centro-Oeste	159,7	48,6%
Média brasileira	169,2	51,4%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel (2011).



Cabe ressaltar, ainda, que além dos custos operacionais, incidem sobre a tarifa de energia elétrica encargos setoriais e tributos (federais e estaduais). O ônus dos encargos sobre a tarifa de energia elétrica industrial será analisada na seção a seguir.

2.3. O impacto dos encargos específicos do setor elétrico sobre a competitividade industrial

A parcela da tarifa de energia que corresponde aos custos não operacionais (relacionados com arrecadação do Estado) soma quase 49% da tarifa total. Destes, 17 pontos percentuais dizem respeito aos encargos existentes no setor de energia elétrica, o equivalente a 56,4 R\$/MWh.

Ao todo, incidem sobre as tarifas do setor elétrico brasileiro 14 encargos setoriais – um recorde mundial. A natureza dos encargos existentes no Brasil é, ainda, diferente da média encontrada em outros países do mundo: em sua maioria, e principalmente nos países europeus, é comum a incidência de encargos no formato de taxas ambientais que visam atenuar os efeitos das externalidades negativas sobre o meio ambiente (decorrentes de poluição, por exemplo).

No Brasil, ao contrário, a motivação ambiental não é a razão primordial para existência dos encargos setoriais. Em geral, estes encargos se destinam a: financiar políticas de subvenção econômica, tais como subsídios cruzados entre regiões ou classes de consumidores; suprir custos ligados à segurança do sistema elétrico; promover o desenvolvimento de pesquisas e de tecnologias; aumentar a competitividade de fontes alternativas de energia; e financiar projetos de conservação de energia elétrica, bem como projetos de pesquisa e desenvolvimento. Alguns encargos, ainda, se destinam ao financiamento da estrutura administrativa e regulatória do sistema elétrico, como as taxas destinadas ao custeio do Operador Nacional do Sistema (ONS) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).



Sobram encargos e falta competitividade

A CCC (Conta de Consumo de Combustível), o PROINFA (Programa de Incentivos às Fontes Renováveis), a CDE (Conta de Desenvolvimento Econômico) e a RGR (Reserva Geral de Reversão) são os encargos que mais oneram as tarifas: juntos, respondem por 11% da tarifa de energia elétrica industrial.

O excesso de encargos, além de representar um sobrecusto para o setor elétrico, revela outros problemas. O primeiro está relacionado às múltiplas incidências de encargos com funções semelhantes. Esse é o caso, por exemplo, de três dos quatro encargos citados que subsidiam concomitantemente a geração de energia elétrica com fontes renováveis: o PROINFA, que destina seus recursos à inserção dessas fontes na matriz energética; a CDE, que busca elevar a competitividade das fontes renováveis; e a RGR, que custeia instalações de produção de energia a partir de fontes eólicas, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

Um segundo problema está relacionado ao não cumprimento do prazo de vigência inicialmente previsto: a CCC, o PROINFA e a RGR já tiveram seus prazos prorrogados. O PROINFA e a RGR deveriam estar extintas desde 2010, mas foram postergados, em dezembro de 2010, pela medida provisória MPV 517/2010 – o PROINFA por mais um e a RGR por mais 25 anos. E a CCC, que tinha previsão de ser extinta em 2022, com a Lei 12.111/2009 passou a ter prazo indeterminado.

A finalidade dos encargos também não tem sido respeitada, e isso é um terceiro grave problema. A RGR – cuja função era captar os recursos necessários para a reversão de ativos não amortizados ao fim do prazo de concessões de empresas de energia elétrica – tem sido utilizada, desde sua criação há 53 anos, em programas considerados como prioritários pelo Governo Federal para o setor elétrico.

Observa-se ainda, que, dada a proximidade do vencimento das concessões de energia, cuja concentração ocorrerá em 2015, a reversão dos ativos à União pode não acontecer uma vez que o governo federal mostra-se propenso à renovação dos contratos com os atuais concessionários. Tal situação gera um paradoxo: ao mesmo tempo em que o governo prorroga um encargo, mostra-se favorável à renovação dos contratos de concessão, decisão esta que deveria ser suficiente para eliminar definitivamente sua cobrança já que sua razão de ser deixará, com a prorrogação, de existir.

A adição dos encargos aos custos operacionais gera uma tarifa “ex-tributos” média no Brasil de 225,6 R\$/MWh, superior à média da tarifa final dos países analisados e superior a 19 dos 27 países, incluindo Alemanha, Reino Unido e Japão.

Na análise intraestadual, a adição reduz a diferença entre o estado mais caro e o mais barato para 37%. E, dentre as regiões brasileiras, observa-se que a inclusão dos encargos reduz ainda mais a assimetria do custo de energia (antes dos tributos) para a indústria. Na análise



anterior, considerando-se os custos operacionais (GTD e perdas) a diferença entre a região mais barata e a mais cara era próxima a 20%. Com a inclusão dos encargos, essa diferença cai para cerca de 4%.

Tabela 6 – Tarifas médias regionais correspondentes à soma dos custos de GTD, perdas e encargos

Regiões	Tarifa média GTD, perdas e encargos (R\$/MWh)	Peso na tarifa final (%)
Nordeste	231,7	69,1%
Norte	229,1	70,5%
Sudeste	225,2	68,1%
Centro-Oeste	223,2	67,9%
Sul	222,2	68,8%
Média brasileira	225,6	68,5%

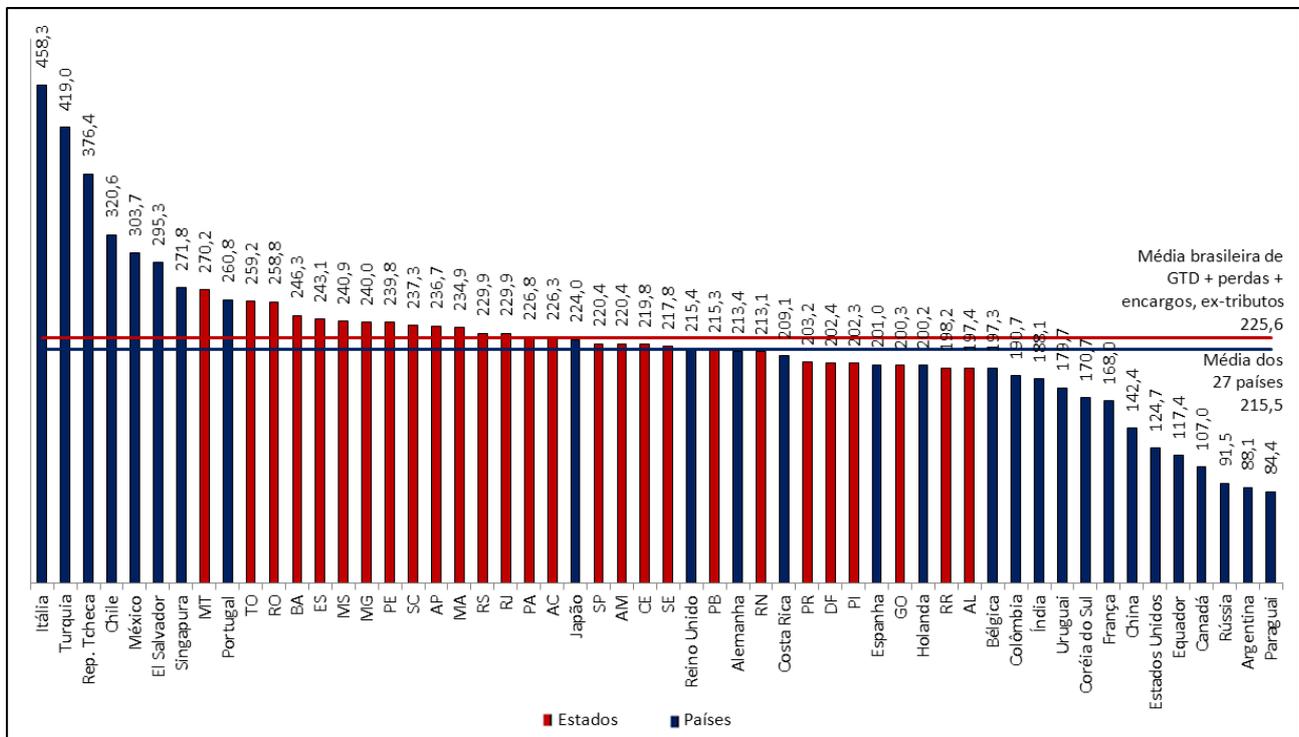
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel (2011).

Essa redução, reflexo principalmente de políticas de subsídio cruzado – em particular da CCC – gera um efeito perverso: faz com que todas as regiões sejam igualmente pouco competitivas perante aos concorrentes mundiais.

De fato, todos os estados possuem tarifas de energia elétrica industrial *ex-tributos* (considerando a soma de GTD, perdas e encargos) acima das tarifas finais de todos os países concorrentes dos BRICs. É possível observar, também, que os principais estados exportadores brasileiros possuem tarifa *ex-tributos*, superior à dos principais parceiros comerciais brasileiros.



Gráfico 11 – Soma de três componentes da tarifa industrial de energia elétrica (GTD, perdas e encargos, sem tributos) dos estados brasileiros e tarifas finais de energia elétrica industrial em países selecionados (R\$/MWh)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel (2011) e da Agência Internacional de Energia (2011).

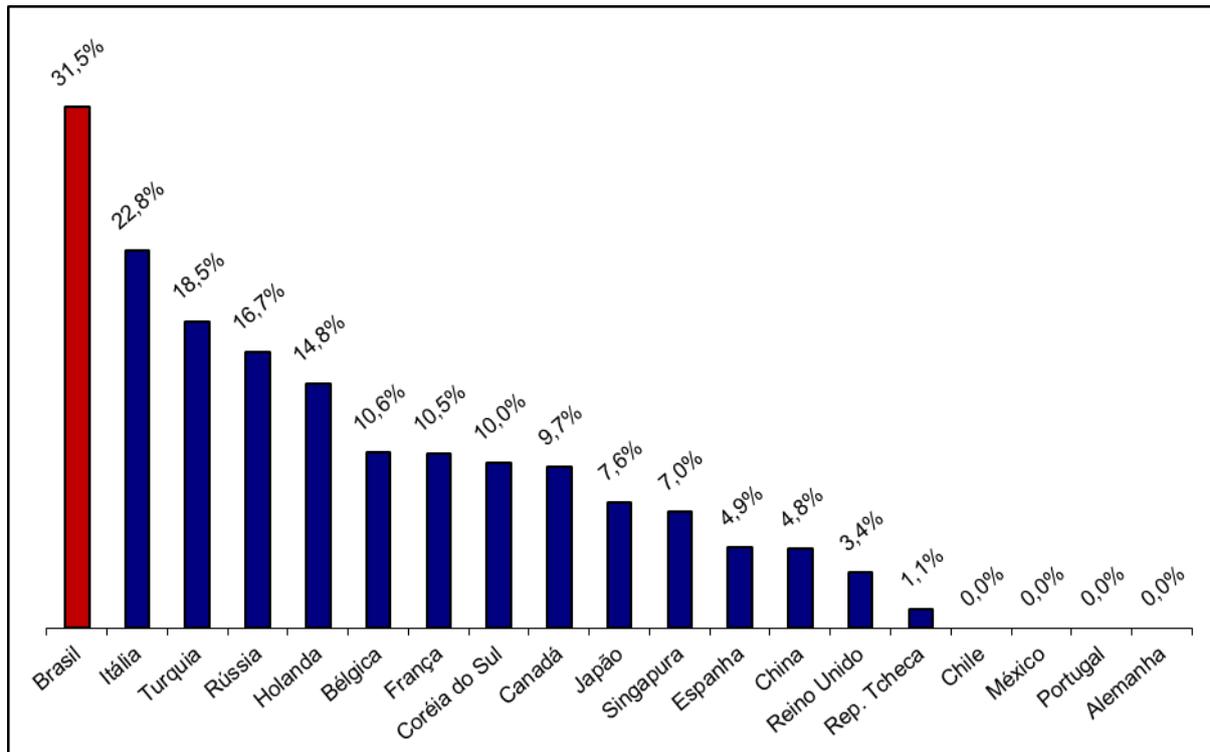
2.4. O peso da carga tributária sobre a tarifa de energia elétrica industrial

As seções anteriores demonstraram que as tarifas ex-tributos de energia elétrica para a indústria brasileira são pouco competitivas perante o mercado mundial, sob qualquer ponto de vista. Com isso, era de se esperar que os governos estaduais, assim como o governo federal, praticassem uma política tributária que buscasse onerar o mínimo possível esse insumo. Entretanto, não é isso o que acontece.

A alíquota média dos tributos federais e estaduais (PIS/COFINS e ICMS, respectivamente), cobrada na tarifa de energia elétrica industrial no Brasil é de 31,5%⁴. Esse elevado nível de carga tributária não encontra nenhum similar dentre os países analisados. Pelo contrário, em países como Chile, México, Portugal e Alemanha o peso dos tributos é zero.⁵

⁴ Além desses tributos, pode haver também a incidência da *Contribuição para Custeio da Iluminação Pública – COSIP* – recolhida pelos Tesouros Municipais. O valor da sua incidência pode variar com o consumo e de município para município e, como representam uma parcela muito pequena do custo, não foram incluídas na análise.

⁵ Ressalta-se que indústrias brasileiras que eventualmente optem pelo regime de cobrança fiscal pelo critério não cumulativo têm direito de obter créditos de PIS e COFINS mediante a aplicação de alíquotas de 7,60% para COFINS e 1,65% para PIS. Além disso, é possível obter créditos de ICMS de parte do valor da energia elétrica consumida em processo de industrialização. O presente trabalho, contudo, optou por destacar a carga tributária máxima incidente sobre os consumidores

**Gráfico 12 – Parcela relativa aos tributos na tarifa industrial de energia, países selecionados**

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Agência Internacional de Energia (2011).

Cabe ressaltar ainda que o ICMS apresenta alíquotas diferenciadas entre estados e entre diferentes faixas de consumo de energia⁶. De fato, a diferença da carga tributária entre os estados que cobram a menor tarifa (Amapá, Rondônia, Roraima e Acre) e a maior tarifa (Rio de Janeiro, Minas Gerais e Mato Grosso) alcança 13 pontos percentuais.

A análise do gráfico 13, a seguir, permite identificar claramente três grupos distintos de estados:

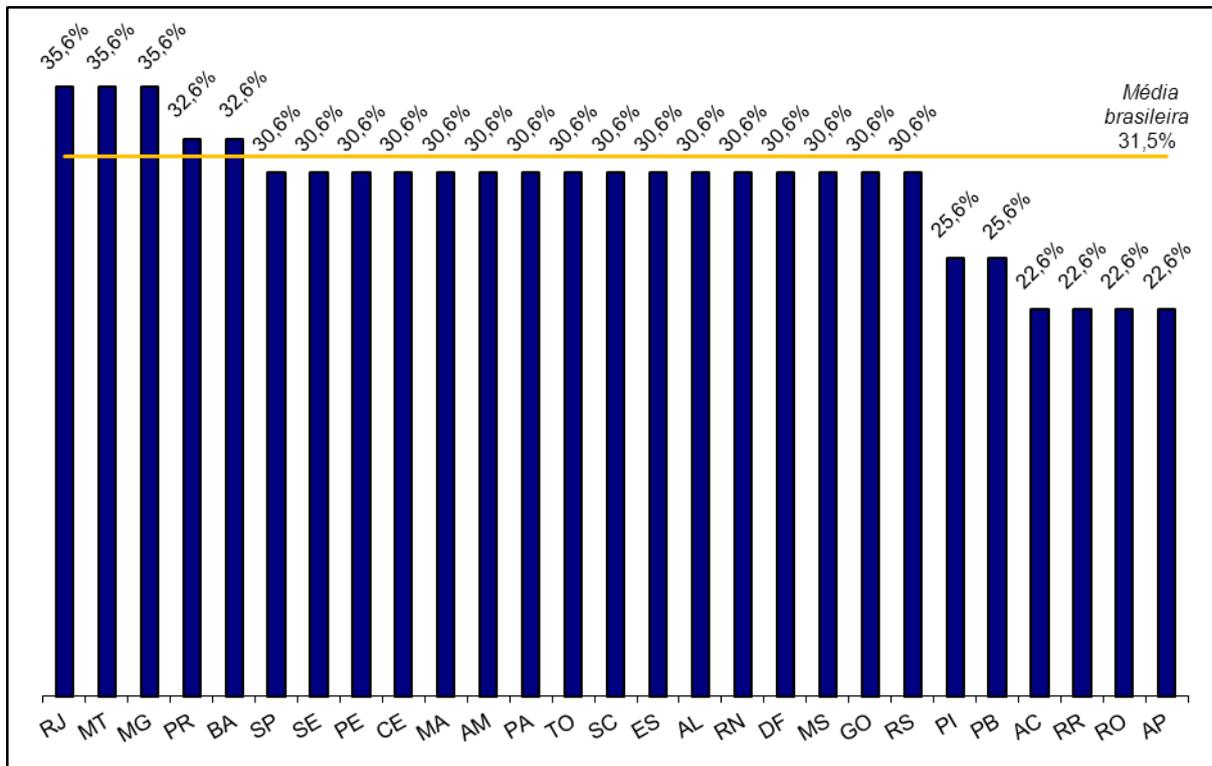
- (1) aqueles que, reconhecendo sua baixa competitividade na atração de investimentos industriais, optaram por manter uma carga menor do que a média nacional, na tentativa de gerar atrativos para novos investimentos;
- (2) aqueles que optaram por manter a carga tributária alinhada com a média nacional; e
- (3) aqueles que optaram por elevar a carga sensivelmente acima da média nacional, favorecendo o aumento da arrecadação estadual vis-à-vis a perda de competitividade imposta por maior custo às indústrias frente a seus concorrentes nacionais e internacionais.

industriais já que o processo de crédito é custoso, não se dá de forma fácil, automática ou imediata e é pouco difundido na maior parte da indústria brasileira.

⁶ Para os consumidores industriais – cujo consumo de energia supera 500 kWh/mês – incide a alíquota máxima de ICMS.



Gráfico 13 – Parcela de tributos (PIS/COFINS e ICMS) incidentes sobre a tarifa de energia elétrica industrial



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel (2011)



Como, de fato, o alto custo de energia industrial afeta a competitividade da indústria brasileira?

Este estudo mostra, inequivocamente, que a indústria brasileira perde competitividade frente aos seus concorrentes internacionais. Porém, é importante dar exemplos para aproximar essa perda da realidade do leitor, de forma que ele possa compreender plenamente sua dimensão.

Microempresas

Uma pequena padaria de bairro que possua cerca de 5 a 7 empregados com produção essencialmente diurna, consome aproximadamente 4,7 mil kWh/mês. Esse consumo representa uma conta de energia elétrica da ordem de R\$ 2,2 mil/mês, contra um valor médio da ordem de R\$ 0,6 mil/mês de uma padaria similar na Argentina, país que fornece 30% do trigo ao Brasil. Ao final de um ano, a diferença (R\$ 19,2 mil) permitiria a padaria brasileira adquirir seis balanças etiquetadoras (com capacidade para 30 kg) ou, ainda, comprar dois fornos elétricos de última geração e uma máquina para fatiar frios. A aquisição desses equipamentos permitiria uma expansão da capacidade produtiva desta padaria, propiciando um crescimento do negócio e redução do custo final de pães e frios.

Pequenas empresas

China e Índia, países do grupo dos BRICs, são os dois maiores exportadores de têxteis para o Brasil. Entre 2009 e 2010, os têxteis importados da China cresceram 56,9% e, da Índia, 86,6%. Uma confecção de roupas com cerca de 60 empregados e produção essencialmente diurna, que consuma aproximadamente 36,3 mil kWh/mês, possui uma conta de energia elétrica da ordem de R\$ 15 mil/mês, contra um valor médio da ordem de R\$ 7 mil/mês de uma confecção similar nesses dois países. Em um ano, somente a diferença na conta de energia (R\$ 96 mil) permitiria a empresa brasileira adquirir duas máquinas de bordado, de uma cabeça e 12 agulhas, ou contratar dois estilistas para atuar na criação e desenvolvimento de peças. Ambas as possibilidades aumentariam o valor agregado dos produtos brasileiros frente aos internacionais, ajudando a criar diferenciais de competitividade no mercado interno e externo.

Médias empresas

Uma metalúrgica, com 200 empregados, que consuma aproximadamente 173,5 mil kWh/mês, possui uma conta de energia elétrica de R\$ 69 mil/mês, contra um valor médio de R\$ 47 mil/mês de uma metalúrgica similar no Japão. Em um ano, a diferença no custo de energia (R\$ 264 mil) permitiria a empresa brasileira adquirir um torno sob comando numérico (controlado por computador) ou de uma máquina de corte de chapas, a laser ou a plasma, utilizadas em processos de usinagem. Além de permitirem sensíveis ganhos de produtividade, a nova geração desses equipamentos oferece redução do consumo de energia entre 15% e 20%, o que elevaria a competitividade no mercado interno e externo.

Grandes empresas

O setor de plásticos no Brasil sofre forte concorrência com produtos importados, em especial dos Estados Unidos (de onde se importa 24% das resinas termoplásticas e 17% dos produtos acabados) e China (origem de 17% dos produtos acabados importados). A revisão do Plano de Desenvolvimento Produtivo, em 2008, identificou que a atualização do parque industrial das indústrias de transformação plásticas era fator fundamental para aumentar a competitividade da indústria nacional, com economia no consumo energético e ampliação da segurança para o trabalhador. Os segmentos de máquinas injetoras, extrusoras e sopradoras são os principais tipos de equipamentos que exigem atualização (ver “O apoio do BNDES ao setor de transformados plásticos”, BNDES Setorial 31, p. 99-146).

Uma indústria de plástico com 600 empregados que consuma aproximadamente 1.822 mil kWh/mês, tem uma conta de energia elétrica da ordem de R\$ 727 mil/mês, contra um valor médio da ordem de R\$ 276 mil/mês de uma indústria similar nos Estados Unidos. A diferença acumulada em um ano (R\$ 5,4 milhões) entre os dois países permitiria à empresa brasileira comprar 21 máquinas extrusoras monoroscas de última geração – para o processamento de diversos tipos de polímeros – que ofereceriam economia no consumo de energia elétrica; ou 68 máquinas injetoras de fechamento e injeção, com capacidade de produção de 150 gramas de plásticos por segundo – para fabricação de tubulações de água; ou, ainda, 54 moldes para injeção, com quatro cavidades, que proporcionariam à indústria uma maior agilidade no atendimento a seus clientes.



3 • QUAL O CAMINHO PARA ELEVAR A COMPETITIVIDADE DA ENERGIA INDUSTRIAL NO BRASIL?

O capítulo anterior demonstrou que, de partida, o custo operacional da energia para o consumidor industrial brasileiro já é em muito superior à tarifa final de energia industrial de diversos países. Mais preocupante, porém, é o fato de que essa situação tende a se manter no futuro. Um exercício simples ilustra o ponto:

O Leilão de Energia Nova A-3 tem preço teto de 139 R\$/MWh. Considerando-se um deságio máximo de 30% (observado nos últimos leilões), tem-se que o custo de geração da energia nova (só o G do GTD) deverá ser da ordem 90 a 100 R\$/MWh. Mantidas as mesmas proporções da parcela de transmissão e distribuição (T e D, respectivamente), o custo GTD da energia nova ficaria em torno de 120 R\$/MWh, patamar semelhante à tarifa de energia industrial final dos Estados Unidos. Com tributos e encargos a tarifa industrial referente à energia “nova” alcançaria, nesse cenário, valores de até 280 R\$/MWh – muito superior ainda à dos principais parceiros e concorrentes internacionais do Brasil.

Tal cenário leva a conclusão de que, além de os leilões não estarem atingindo o objetivo de oferecer modicidade tarifária ao setor, a adição de encargos setoriais e tributos atua – e continuará atuando – no sentido de aumentar a desvantagem nacional. Isso torna urgente a adoção de medidas que possam, de maneira eficaz, reverter esse quadro e aumentar a competitividade desse essencial insumo industrial. Essas medidas precisam se basear na construção de um plano de políticas integradas para o setor que diminuam custos de GTD, eliminem excesso de encargos setoriais e desonerem o insumo elétrico com diminuição da carga tributária. Assim, deve-se:

- i) estimular a geração de energia elétrica com menores custos e baseado na diversificação de fontes, garantindo a modicidade e competitividade do preço final para a indústria. Em particular, deve-se atentar para a correta análise de custo-benefício de inserção na matriz de usinas a fio d’água, dado o custo de complementação térmica. O Plano Decenal de Energia (PDE) e os leilões de energia nova devem ser baseados nessas recomendações;
- ii) abater dos preços de energia a parcela correspondente aos valores dos ativos já amortizados e depreciados das usinas que terão seus contratos vencidos nos anos vindouros, seja a decisão do governo de renovar ou relimitar as concessões, a fim de reduzir o custo GTD atual do país. Para alcançar os padrões internacionais de competitividade, os custos de GTD têm que ser reduzidos em 35%;



- iii) eliminar a CCC e a CDE. As políticas públicas, como universalização do acesso à energia elétrica, subsídios cruzados e subvenção de tarifas para famílias de baixa renda devem ser suportadas por recursos próprios do orçamento da União, e não pelos consumidores de energia elétrica;
- iv) eliminar o RGR e o Proinfa. No caso da RGR, seus recursos não foram usados para o objetivo para o qual foi criado, e a iminência do vencimento de diversas concessões torna sua continuidade fora de propósito. No caso do Proinfa, seu objetivo já foi atingido na medida em que as fontes renováveis já participam e competem no leilão.
- v) reduzir significativamente a alíquota do ICMS sobre a tarifa de energia elétrica e permitir a possibilidade de obtenção de créditos tributários de forma automática a todos os consumidores industriais; e
- vi) fortalecer a ANEEL para que esta tenha completa autonomia na sua estruturação interna e na regulação do mercado, atuando de forma mais contundente para garantir a competitividade, em padrões internacionais, da tarifa de energia elétrica industrial.

Essas iniciativas trariam um imediato e expressivo ganho de competitividade para o setor produtivo e contribuiriam de forma decisiva para o desenvolvimento do país.



ANEXO 1: METODOLOGIA DO ESTUDO

Para os cálculos da tarifa industrial média por estado utilizou-se as tarifas das 64 distribuidoras localizadas no Brasil e homologadas pela Aneel. As tarifas são atualizadas em datas diferentes e o corte temporal foi feito no mês de maio de 2011.

Após a compilação dos dados das 64 distribuidoras no Brasil realizou-se ponderações visando encontrar uma tarifa média por estado que traduzisse as características do Mercado Regulado de energia elétrica. Assim, as ponderações foram feitas utilizando-se a quantidade de energia vendida pela distribuidora no estado, os fatores temporais de frequência, a sazonalidade e a carga.

No item sazonalidade, além dos períodos seco e úmido, levou-se em consideração a sazonalidade da produção industrial brasileira para composição dos custos da energia gerada (pelas usinas termoelétricas e hidroelétricas) ao longo do ano.

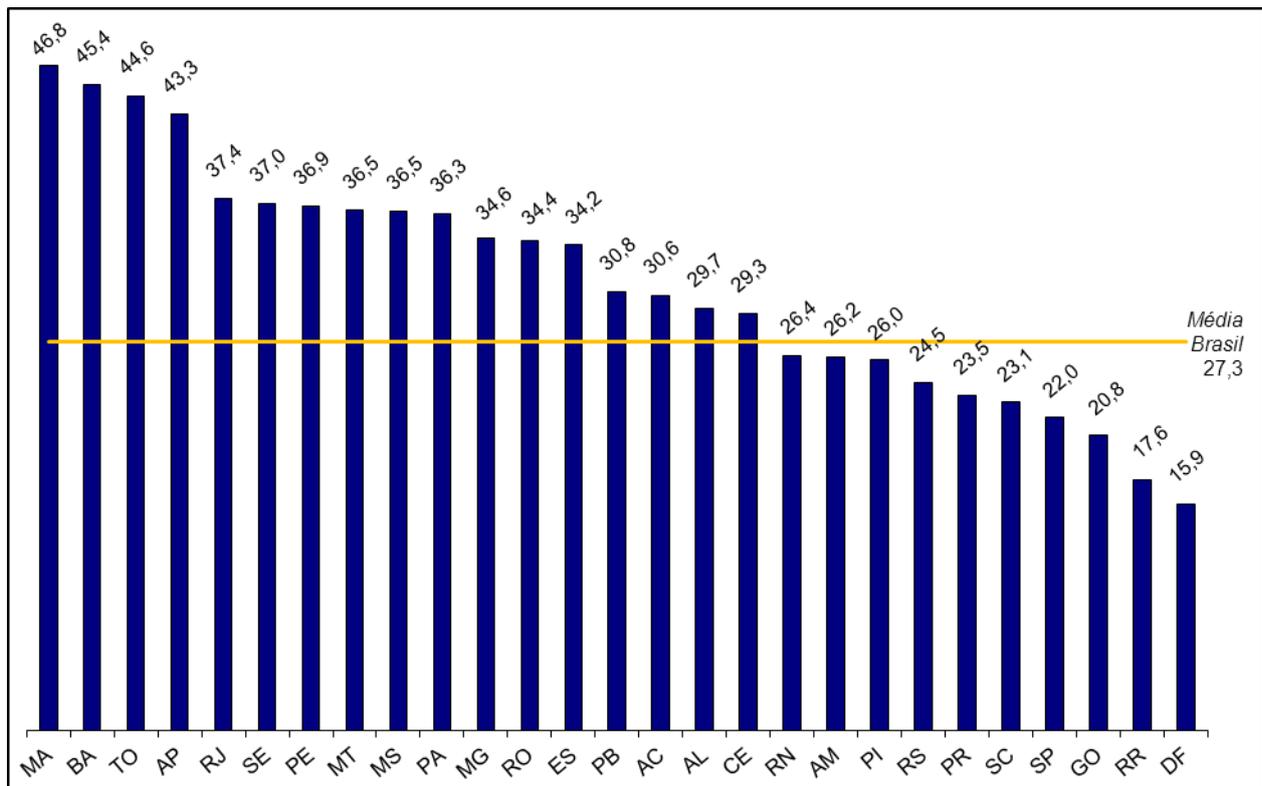
Os valores internacionais foram obtidos na publicação “*Energy Prices and Taxes*” da Agência Internacional de Energia e na base de dados da OLADE – Organização Latino-Americana de Energia. Para todos os países, foram consideradas as tarifas com tributos.



ANEXO 2: TARIFA INDUSTRIAL DE DEMANDA

O estado que apresenta a maior tarifa média de demanda é o Maranhão – 46,8 R\$/kW, e a menor tarifa pertence ao Distrito Federal, com 15,9 R\$/kW. A diferença entre esses estados é grande, chega a 66%. A média brasileira é de 27,3 R\$/kW. O gráfico 14 apresenta os resultados encontrados para os estados e a média para o Brasil.

Gráfico 14 – Tarifa de demanda por energia elétrica industrial (R\$/kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel (2011).