



junho/2016

Quanto custa a energia elétrica para a Indústria no Brasil?

Nota Metodológica

CONCEITOS

FORMAÇÃO DO CUSTO MÉDIO INDUSTRIAL PARA O BRASIL

No setor elétrico brasileiro existem dois ambientes de contratação de energia elétrica:

- Ambiente de Contratação Livre (ACL): onde estão os consumidores livres ou especiais, que podem escolher sua fornecedora entre comercializadoras e geradoras. Apesar de representarem quase 25% do consumo total de energia elétrica, de acordo com dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE¹, apenas 0,4% dos consumidores industriais estão no mercado livre², segundo o Anuário Estatístico 2015 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).
- Ambiente de Contratação Regulada (ACR): onde se encontram os chamados consumidores cativos, que compram obrigatoriamente energia com a distribuidora concessionária local. As tarifas do ACR são reguladas e disponibilizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em seus aniversários contratuais, ou em revisões extraordinárias, para cada uma das 63 distribuidoras³ de energia elétrica existentes nas 27 unidades da federação. Os dados também são disponibilizados de forma desagregada, possibilitando uma quebra do custo da energia elétrica em seus principais componentes (geração, transmissão e distribuição, encargos setoriais e perdas técnicas e não técnicas). Este estudo aborda apenas o mercado cativo (ACR).

¹ Info Mercado nº 088 – 2ª semana operativa de junho de 2016.

² A tabela com as condições de migração para o mercado livre encontra-se no Anexo 1 desta nota metodológica.

³ A lista das 63 distribuidoras de energia elétrica, bem como suas datas de reajuste encontram-se no Anexo 2 desta nota metodológica.

Sob a ótica do consumidor, as tarifas são divididas em dois grandes grupos:

- Grupo A (média e alta tensão): a tarifação é binômia, ou seja, os consumidores são cobrados tanto pela energia que consomem, medida em quilowatt-hora (kWh) ou megawatt-hora (MWh), quanto pela potência contratada junto à distribuidora, medida em quilowatt (kW) ou megawatt (MW);
- Grupo B (baixa tensão): as tarifas são monômias, o que significa que seus integrantes são cobrados apenas pela energia que consomem, medida em quilowatt-hora (kWh) ou megawatt-hora (MWh), independentemente da potência demandada.

A tarifa medida em kWh ou MWh será referida como “tarifa de consumo”, enquanto aquela medida em kW ou MW como “tarifa de demanda”. Este estudo refere-se apenas à tarifa de consumo.

Os grupos A e B também se dividem em subgrupos, em função do perfil de uso de eletricidade da indústria e da finalidade, conforme a tabela 1.

Tabela 1 - Subgrupos tarifários

Grupo A	
A1	>230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Subterrâneo
Grupo B	
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais Classes
B4	Iluminação Pública

Fonte: ANEEL.

O *quanto custa* considera as tarifas do subgrupo A4, uma vez que este representa 94,4% das indústrias, segundo o relatório do PROCEL “Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso”⁴. Além disso, vale ressaltar que o subgrupo A4 é o único do grupo A encontrado em todas as distribuidoras do país à época em que se realizou o levantamento.

As tarifas do grupo A apresentam três modalidades de fornecimento:

- Convencional: possui apenas um preço para a energia (tarifa de consumo) e um para a potência (tarifa de demanda). De acordo com o relatório do PROCEL, 29,0%

⁴ ELETROBRAS. **Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso, ano base 2005: classe industrial alta tensão Relatório Brasil completo**. Rio de Janeiro: ELETROBRAS; PROCEL, 2008. 206 p.

do número de indústrias pesquisadas no A4 encontra-se na modalidade convencional.

- Azul: possui mais de um preço para a energia e para a demanda, havendo diferenciação horária tanto para tarifa de consumo quanto para tarifa de demanda. Encontram-se nela 14,7% das indústrias, segundo o estudo do PROCEL.

- Verde: Possui dois preços para a energia e um para a demanda, com diferenciação horária apenas na tarifa de consumo, havendo uma tarifa de demanda única para todo o dia. É nessa modalidade que se encontra a maioria das indústrias, 56,3%, de acordo com o estudo do PROCEL.

Para os cálculos do *quanto custa* realizados até o ano de 2014, tais percentuais supracitados são utilizados como pesos para a ponderação das tarifas. Entretanto, com a extinção da modalidade convencional da estrutura tarifária das distribuidoras a partir do ano de 2015, houve necessidade de se alterar tal ponderação.

Nesse sentido, as concessionárias de distribuição deverão alocar os consumidores que eram da modalidade convencional para as modalidades azul e verde, em função de seu perfil de carga. Considerando a ausência de dados similares aos utilizados anteriormente para a definição dos pesos, optou-se por assumir que os consumidores hoje na modalidade convencional migrarão proporcionalmente para azul e verde. Com isso, a nova ponderação utilizada do ano de 2015 em diante será de 79,3% das indústrias para a modalidade tarifária verde e 20,7% para a azul.

Por fim, devem-se considerar as diferenciações horárias para as tarifas:

- Horário de ponta: Constitui-se de um período de três horas consecutivas, exceto sábados, domingos e feriados nacionais, sendo definido no âmbito de cada distribuidora em função das características próprias de seus mercados consumidores. Considerando um mês de 30 dias, sendo 22 úteis e oito não úteis, o horário de ponta representa um peso de 9,2% no estudo.

- Horário fora de ponta: Corresponde às demais 21 horas e dias e, portanto, tem peso de 90,8%.

A divulgação dessas tarifas pela ANEEL é feita de duas formas: via resolução homologatória e via planilha de abertura tarifária. Nesta constam as memórias de cálculo dos processos tarifários, a partir dos quais é possível obter os dados desagregados por componente. Aos dados obtidos nessas planilhas, iremos nos referir como “tarifas abertas”, enquanto aqueles consultados nas resoluções, como “tarifas fechadas”.

METODOLOGIA

A compilação dos dados para o cálculo do custo médio da energia elétrica para a indústria no Brasil se inicia pelas tarifas fechadas de cada uma das 63 distribuidoras

para o subgrupo A4, nas três modalidades. Essas tarifas de fornecimento são divididas em tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e tarifa de energia (TE). No caso das modalidades azul e verde, conforme mencionado previamente, a TUSD e a TE ainda se subdividem em ponta e fora de ponta. Ressalta-se que a modalidade convencional é considerada apenas nos cálculos anteriores ao ano de 2015 (ou para as distribuidoras que, por algum motivo, ainda não fizeram tal extinção). Através das ponderações horárias, obtém-se a tarifa média para cada modalidade:

$$t_{\text{verde}} = 0,092 (TE_{Vp} + TUSD_{Vp}) + 0,908 (TE_{Vfp} + TUSD_{Vfp})$$

$$t_{\text{azul}} = 0,092 (TE_{Ap} + TUSD_{Ap}) + 0,908 (TE_{Afp} + TUSD_{Afp})$$

$$t_{\text{convencional}} = TE_c + TUSD_c$$

Onde:

t verde, azul ou convencional = tarifa média da modalidade verde, azul ou convencional

TE_{Vp} = tarifa de energia da modalidade verde para horário de ponta

TE_{Ap} = tarifa de energia da modalidade azul para horário de ponta

TE_{Vfp} = tarifa de energia da modalidade verde para horário fora de ponta

TE_{Afp} = tarifa de energia da modalidade azul para horário fora de ponta

TE_c = tarifa de energia da modalidade convencional

TUSD_{Vp} = tarifa de uso do sistema de distribuição da modalidade verde para horário de ponta

TUSD_{Ap} = tarifa de uso do sistema de distribuição da modalidade azul para horário de ponta

TUSD_{Vfp} = tarifa de uso do sistema de distribuição da modalidade verde para horário fora de ponta

TUSD_{Afp} = tarifa de uso do sistema de distribuição da modalidade azul para horário fora de ponta

TUSD_c = tarifa de uso do sistema de distribuição da modalidade convencional

Uma vez obtidas tais tarifas, calcula-se o custo médio para os consumidores A4, para cada empresa concessionária. Isso é feito através da ponderação das tarifas médias das modalidades por seus pesos específicos, sendo esta diferenciada para os anos anteriores a 2015 e de 2015 em diante, em função da extinção da modalidade convencional.

Ponderação ainda incluindo modalidade convencional:

$$C_{A4 \text{ dist } n} = 0,563 t_{\text{verde}} + 0,29 t_{\text{convencional}} + 0,147 t_{\text{azul}}$$

Ponderação sem inclusão da modalidade convencional:

$$C_{A4 \text{ dist } n} = 0,793 t_{\text{verde}} + 0,207 t_{\text{azul}}$$

Onde:

t verde, azul ou convencional = tarifa média da modalidade verde, azul ou convencional

$C_{A4\ dist\ n}$ = custo médio da energia elétrica para os consumidores A4 da distribuidora “n”

Desde 2015, está em vigor no país o sistema de bandeiras tarifárias, que tem como objetivo sinalizar os custos de geração de energia no país⁵. Em função de cada bandeira acionada – verde, amarela ou vermelha –, há um adicional à tarifa. Portanto, isso também deve ser adicionado ao custo de cada distribuidora, exceto aquelas localizadas no estado de Roraima, que não está incluído no Sistema Interligado Nacional (SIN). Dessa forma, tem-se:

$$C_{\text{dist } n \text{ com bandeira}} = C_{A4\ \text{dist } n} + \text{valor da bandeira vigente}$$

Onde:

$C_{A4\ \text{dist } n}$ = custo médio da energia elétrica para os consumidores A4 da distribuidora “n”

$C_{\text{dist } n \text{ com bandeira}}$ = custo médio da energia elétrica para os consumidores A4 da distribuidora “n” adicionado do valor da bandeira tarifária vigente

Por fim, calculam-se os tributos estaduais (ICMS) e federais (PIS e COFINS) incidentes⁶:

- ICMS: As alíquotas aplicadas a cada distribuidora dizem respeito àquela vigente no estado no qual possui área de concessão e são obtidas em planilha divulgada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE)⁷. No caso de haver diferenciação de alíquota por faixa de consumo ou finalidade, é utilizada a correspondente ao segmento industrial, em nível equivalente ao subgrupo tarifário A4.

- PIS/COFINS: Segundo a ANEEL⁸, as alíquotas são de 1,65% (PIS) e 7,6% (COFINS) e são apuradas de forma não cumulativa. Assim, a alíquota média desses tributos varia com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre custos e despesas no mesmo período, tais como a energia adquirida para revenda ao consumidor. Em função de entrevistas com distribuidoras e agentes do setor, a utilização da alíquota média de 5,5% no ano é adequada e pode ser utilizada como forma de simplificação dos cálculos.

É importante frisar que os tributos também incidem sobre as bandeiras tarifárias. O custo final para a distribuidora pode então ser obtido da seguinte forma:

$$C_{\text{dist } n \text{ com tributos}} = (C_{\text{dist } n \text{ com bandeira}}) / (1 - \text{ICMS} - \text{PIS e COFINS})$$

Onde:

⁵ Segundo a ANEEL, a cada mês as condições de operação do sistema são reavaliadas pelo ONS, que define a melhor estratégia de geração de energia para atendimento da demanda. A partir dessa avaliação, definem-se as térmicas que deverão ser acionadas. Se o custo variável unitário (CVU) da térmica mais cara for menor que 211,28 R\$/MWh, então a bandeira é verde e não há acréscimo na tarifa-base. Se estiver entre 211,28 R\$/MWh e 422,56 R\$/MWh, a bandeira é amarela e a tarifa-base sofrerá acréscimo de 15,00 R\$/MWh. No caso de ser maior que 422,56 R\$/MWh e menor que 610,00 R\$/MWh, será acionado o patamar 1 da bandeira vermelha, com adicional de 30,00 R\$/MWh à tarifa base. O patamar 2 trará acréscimo de 45,00 R\$/MWh, quando o CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior a R\$ 610/MWh.

⁶ O cálculo é efetuado “por dentro”, ou seja, os tributos incidem sobre eles mesmos.

⁷ Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/banco-de-dados/financeiro>

⁸ Fonte: Cartilha ANEEL “Por dentro da conta de energia”, disponível em: [http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha_Por_Dentro_da_Conta_de_Energia\(2011\).pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha_Por_Dentro_da_Conta_de_Energia(2011).pdf)

$C_{dist\ n\ com\ bandeira}$ = custo médio da energia elétrica para os consumidores A4 da distribuidora “n” adicionado do valor da bandeira tarifária vigente

$C_{dist\ n\ com\ tributos}$ = custo médio da energia elétrica para os consumidores A4 da distribuidora “n” adicionado do valor da bandeira tarifária vigente e dos tributos

Por fim, calcula-se a média do custo de cada distribuidora nos últimos 12 meses, de modo a sinalizar o nível do preço arcado pela indústria por um período mais longo. A utilização de tal metodologia suaviza impactos de mudanças que poderiam afetar o valor final pontualmente.

Calculados os custos médios para a indústria em cada distribuidora, o passo seguinte é o cálculo por estado, o que possibilita uma análise de competitividade entre as unidades da federação. Ressalta-se que alguns estados podem ter mais de uma distribuidora, como é o caso, por exemplo, de São Paulo (com 14 distribuidoras) e Rio de Janeiro (três distribuidoras) ou apenas uma, como Bahia e Mato Grosso. Dessa forma, é necessária a obtenção de pesos para cada empresa. Isso é feito através do consumo industrial de energia elétrica dessas concessionárias, disponibilizados no site da ANEEL. Realiza-se então um somatório da multiplicação de cada tarifa pelo respectivo peso da distribuidora, o que resulta no custo médio industrial da energia elétrica para cada estado:

$$C_{estado\ x} = \sum \text{Peso}_{dist\ n} \times C_{dist\ n\ com\ tributos}$$

Onde:

$C_{estado\ x}$ = custo médio da energia elétrica para a indústria no estado “x”

$\text{Peso}_{dist\ n}$ = peso da distribuidora “n” no estado “x”

$C_{dist\ n\ com\ tributos}$ = custo médio da energia elétrica para os consumidores A4 da distribuidora “n” com bandeira tarifária e tributos

De maneira similar, o custo médio da energia elétrica para a indústria no Brasil é um somatório da multiplicação da tarifa de cada estado por seu respectivo peso. Os pesos, nesse caso, são a soma do consumo industrial das distribuidoras concessionárias naquele estado. A fórmula é então:

$$C_{industrial\ Brasil} = \sum \text{Peso}_{estado\ x} \times C_{estado\ x}$$

Onde:

$C_{industrial\ Brasil}$ = custo médio da energia elétrica para a indústria no Brasil

$\text{Peso}_{estado\ x}$ = peso do estado “x” no Brasil

$C_{estado\ x}$ = custo médio da energia elétrica para a indústria no estado “x”

Destaca-se que é possível a análise dos custos, a qualquer nível (distribuidora, estadual e Brasil), com e sem tributos, o que permite identificar quais fatores mais afetam a competitividade da indústria local. Ressalta-se que os custos obtidos referem-se a média dos últimos 12 meses, conforme previamente sinalizado.

Uma vez obtidos os custos médios para a indústria no Brasil, com e sem tributos, para todos os recortes, objetiva-se compreender como é a sua composição. Para tal, utilizamos as tarifas abertas da ANEEL, nas quais é possível observar a participação de cada um dos componentes na tarifa final de cada modalidade do subgrupo A4. Nesse sentido, a primeira etapa é o cálculo do peso dessas parcelas em cada tarifa específica. Abaixo, exemplo de cálculo do peso de uma parcela x para a modalidade verde fora de ponta (v_{fp}):

$$\text{Peso}^{Par\ x}_{v_{fp}} = \text{Valor}^{Par\ x}_{v_{fp}} / \text{tarifa total}_{v_{fp}}$$

Onde:

$\text{Peso}^{Par\ x}_{v_{fp}}$ = peso da parcela "x" para a modalidade verde no horário fora de ponta

$\text{Valor}^{Par\ x}_{v_{fp}}$ = valor da parcela "x" para a modalidade verde no horário fora de ponta fornecido pela ANEEL

$\text{tarifa total}_{v_{fp}}$ = tarifa total para a modalidade verde no horário fora de ponta

Tal fórmula é replicada para cada uma das parcelas, nas três modalidades, na ponta e fora de ponta. Cumprida essa etapa, assim como no caso das tarifas fechadas, segue a necessidade de se ponderar em função do horário. Da mesma forma, a modalidade convencional é considerada apenas para anos anteriores a 2015 e para distribuidoras que ainda não a extinguiram.

$$\text{Peso}^{Par\ x}_{\text{verde}} = 0,092 (\text{Peso}^{Par\ x}_{v_{fp}}) + 0,908 (\text{Peso}^{Par\ x}_{v_p})$$

$$\text{Peso}^{Par\ x}_{\text{azul}} = 0,092 (\text{Peso}^{Par\ x}_{A_{fp}}) + 0,908 (\text{Peso}^{Par\ x}_{A_p})$$

$$\text{Peso}^{Par\ x}_{\text{convencional}} = \text{Peso}^{Par\ x}_c$$

Onde:

$\text{Peso}^{Par\ x}_{\text{verde}}$ = peso médio da parcela "x" para a modalidade verde

$\text{Peso}^{Par\ x}_{\text{azul}}$ = peso médio da parcela "x" para a modalidade azul

$\text{Peso}^{Par\ x}_{\text{convencional}}$ = peso médio da parcela "x" para a modalidade convencional

$\text{Peso}^{Par\ x}_{v_{fp}}$ = peso da parcela "x" para a modalidade verde no horário fora de ponta

$\text{Peso}^{Par\ x}_{v_p}$ = peso da parcela "x" para a modalidade verde no horário de ponta

$\text{Peso}^{Par\ x}_{A_{fp}}$ = peso da parcela "x" para a modalidade azul no horário fora de ponta

$\text{Peso}^{Par\ x}_{A_p}$ = peso da parcela "x" para a modalidade azul no horário de ponta

$\text{Peso}^{Par\ x}_c$ = peso da parcela "x" para a modalidade convencional

O peso específico dessa parcela x no custo médio dos consumidores A4 é obtido pela ponderação por modalidade supracitada.

Ponderação ainda incluindo modalidade convencional:

$$\text{Peso}_{\text{Par } x}^{\text{Par } x} \text{ azul} = 0,563 \text{ Peso}_{\text{Par } x}^{\text{Par } x} \text{ verde} + 0,29 \text{ Peso}_{\text{Par } x}^{\text{Par } x} \text{ convencional} + 0,147 \text{ Peso}_{\text{Par } x}^{\text{Par } x} \text{ azul}$$

Ponderação sem inclusão da modalidade convencional:

$$\text{Peso}_{\text{A4}}^{\text{Par } x} = 0,793 \text{ Peso}_{\text{Par } x}^{\text{Par } x} \text{ verde} + 0,207 \text{ Peso}_{\text{Par } x}^{\text{Par } x} \text{ azul}$$

Onde:

$\text{Peso}_{\text{A4}}^{\text{Par } x}$ = peso médio da parcela "x" no custo médio dos consumidores A4

$\text{Peso}_{\text{Par } x}^{\text{Par } x} \text{ verde}$ = peso médio da parcela "x" para a modalidade verde

$\text{Peso}_{\text{Par } x}^{\text{Par } x} \text{ azul}$ = peso médio da parcela "x" para a modalidade azul

$\text{Peso}_{\text{Par } x}^{\text{Par } x} \text{ convencional}$ = peso médio da parcela "x" para a modalidade convencional

Feito o cálculo para cada uma das parcelas das 63 distribuidoras, o passo seguinte é o agrupamento desses componentes por tipos, de forma a explicitar a composição do custo final médio pago pelos consumidores industriais. Os três grupos existentes são geração, transmissão e distribuição (GTD), encargos setoriais (como por exemplo, CDE, PROINFA e CCC) e perdas técnicas e não técnicas. O agrupamento se dá pelo somatório das parcelas correspondentes a cada tipo. Tomando o GTD como exemplo, temos:

$$\text{Peso}_{\text{GTD}}^{\text{Par } x} = \sum \text{Peso}_{\text{A4 par}} \text{ GERAÇÃO, TRANSMISSÃO, DISTRIBUIÇÃO}$$

Onde:

$\text{Peso}_{\text{GTD}}^{\text{Par } x}$ = peso médio da parcela "GTD"

$\text{Peso}_{\text{A4 par}} \text{ GERAÇÃO, TRANSMISSÃO, DISTRIBUIÇÃO}$ = peso médio das parcelas correspondentes a geração, transmissão e distribuição no custo médio dos consumidores A4

Faz-se o mesmo para os outros dois grupos. Após o somatório, é possível analisar em cada concessionária os componentes do custo médio industrial. Em função do peso de cada distribuidora e estado, é possível consolidar tais resultados para os demais recortes. A separação final dos componentes inclui ainda o grupo "tributos" e "bandeiras".

Através de tal metodologia de cálculo, é possível alcançar a média do custo efetivamente pago nos últimos 12 meses pela maior parte da indústria no país. A decomposição do custo possibilitada pela coleta das tarifas abertas também é de suma importância para a análise dos fatores que impactam na competitividade desse insumo para o setor produtivo nacional.

ANEXOS

Anexo 1 – Condições de migração para o mercado livre

Carga (MW)	Conexão	Instalação	Condição	Fonte de Energia
< 0,5	Grupo "A"	-	Cativo	Distribuidora Local
≥ 0,5	Grupo "A"	-	Especial	Fonte Incentivada
≥ 3	≥ 69kV	Anterior a 07/07/1995	Livre	Fonte Convencional ou Incentivada
≥ 3	Qualquer	Posterior a 07/07/1995	Livre	Fonte Convencional ou Incentivada

Fonte: Tractebel Energia

Anexo 2 – Lista das distribuidoras e calendário de reajuste

Sigla	UF	Data do processo tarifário
EBO	PB	04/fev
AMPLA	RJ	15/mar
CPFL JAGUARI	SP	22/mar
CPFL LESTE PAULISTA	SP	22/mar
CPFL MOCOCA	SP	22/mar
CPFL SANTA CRUZ	SP	22/mar
CPFL SUL PAULISTA	SP	22/mar
CPFL PAULISTA	SP	08/abr
ENERGISA MATO GROSSO	MT	08/abr
ENERGISA MATO GROSSO DO SUL	MS	08/abr
AES-SUL	RS	19/abr
COELBA	BA	22/abr
COELCE	CE	22/abr
COSERN	RN	22/abr
ESE	SE	22/abr
CELPE	PE	29/abr
CAIUÁ-D	SP	10/mai
CNEE	SP	10/mai
EDEVP	SP	10/mai
EEB	SP	10/mai
SULGIPE	SE	22/mai
UHENPAL	RS	22/mai
CEMIG-D	MG	28/mai
RGE	RS	19/jun
EMG	MG	22/jun
ENF	RJ	22/jun

COPEL-DIS	PR	24/jun
CFLO	PR	29/jun
COCEL	PR	29/jun
ELETROPAULO	SP	04/jul
ETO	TO	04/jul
ELETROCAR	RS	22/jul
HIDROPAN	RS	22/jul
MUX-Energia	RS	22/jul
CELPA	PA	07/ago
ESCELSA	ES	07/ago
CELESC-DIS	SC	22/ago
ELFSM	ES	22/ago
FORCEL	PR	26/ago
ELEKTRO	SP	27/ago
CEMAR	MA	28/ago
EPB	PB	28/ago
COOPERALIANÇA	SC	29/ago
EFLJC	SC	29/ago
EFLUL	SC	29/ago
IENERGIA	SC	29/ago
CEB-DIS	DF	22/out
CELG-D	GO	22/out
DEMEI	RS	22/out
BANDEIRANTE	SP	23/out
CPFL PIRATININGA	SP	23/out
CEAL	AL	28/out
CEPISA	PI	28/out
LIGHT	RJ	07/nov
CEEE-D	RS	22/nov
CHESP	GO	22/nov
DMED	MG	22/nov
AME	AM	28/nov
BOA VISTA	RR	28/nov
CERR	RR	28/nov
CEA	AP	20/dez
CERON	RO	20/dez
ELETROACRE	AC	20/dez

Fonte: ANEEL

FIRJAN: Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro **Presidente:** Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira
Diretora de Desenvolvimento Econômico: Luciana de Sá **Gerência de Estudos de Infraestrutura:** Riley Rodrigues, Ana Thereza Costa, Isaque Ouverney, Leonardo Tavares e Tatiana Lauria **Apoio:** Alan Martins e Taís Correa **E-mail:** competitividade@firjan.org.br **Telefone:** (21) 2563-4205