
Regulação da distribuição no Brasil

Samuel José de Castro Vieira
Gesel/PPE-Coppe/ENERGISA (VPR/DREG/ASER)*



Índice

- **Introdução e conceitos gerais**
 - O setor elétrico e o caminho da energia
 - Áreas de concessão, o caso da ENERGISA
 - A conta de Luz
 - Processos tarifários (a revisão do 3 CRTP da EPB, valores preliminares da AP), custos e fator X
- **Benchmarking de custos operacionais**
- **Compartilhamento dos ganhos de produtividade**
- **Índice de complexidade sócio econômica**
 - Trajetória de perdas
 - Trajetória de receitas irre recuperáveis
- **Trajetória de qualidade técnica e comercial**
- **Investimentos, gestão de ativos e a base de remuneração regulatória**
 - O VNR (valor novo de reposição)
 - O CAPM
- **Outras receitas**
- **Estrutura tarifária (quem paga o quê?)**
 - Modalidades tarifárias
 - Tarifas de uso

O Setor Elétrico:



O Caminho da Energia:



* Fonte ANEEL

Áreas de Concessão:



As concessões não seguem aspectos geográficos dos estados mas sim aspectos de constituição histórica.

Grande discrepância entre as 63:

PIRATININGA

Consumidores: 1,6 milhão
Mercado: 16 mil GWh
Receita: R\$ 2,8 bilhões
Área de Concessão: 6,2 mil km²
Perdas Não Técnicas: 4,2%

SULGIPE

Consumidores: 136 mil
Mercado: 360 GWh
Receita: R\$ 100 milhões
Área de Concessão: 5,3 mil km²
Perdas Não Técnicas: 5,8%

AME

Consumidores: 700 mil
Mercado: 6 mil GWh
Receita: R\$ 1,7 bilhão
Área de Concessão: 560 mil km²
Perdas Não Técnicas: 41,5%

* Fonte ANEEL

A ENERGISA:

ÁREAS DE ATUAÇÃO DO GRUPO ENERGISA

13 concessões de distribuição de energia em todas as regiões do Brasil

788
municípios atendidos

6,5 milhões
de clientes

16,0 milhões
de pessoas atendidas
(8,2% do Brasil)

1.630 mil km²
total de área coberta
(19,1% do território brasileiro)

6 Empresas de serviços



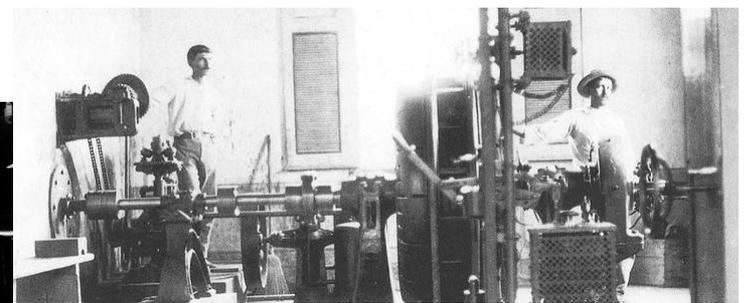
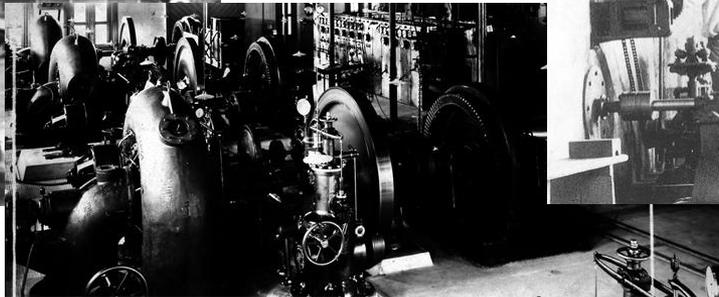
A ENERGISA:



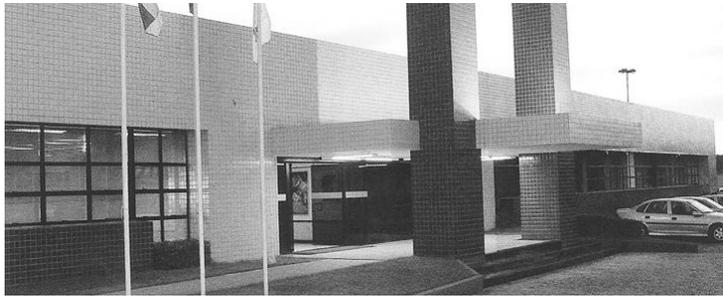
Os Fundadores: José Monteiro Ribeiro Junqueira, João Duarte Ferreira e Norberto Custódio Ferreira fundam a Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina, com sede na cidade de Cataguases, Minas Gerais.



A Cataguazes-Leopoldina é a terceira sociedade anônima a obter registro na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro.



A ENERGISA:



1997: Aquisição em leilão da Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo (CENF), atual Energisa Nova Friburgo, em junho, por R\$ 56,2 milhões, em Nova Friburgo, RJ. Aquisição em dezembro da Energipe (Empresa Energética de Sergipe), atual Energisa Sergipe, por R\$ 577,1 milhões, com 353 mil consumidores, através de leilão de privatização.



2000: Aquisição em novembro da Saelpa (Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba), por R\$ 363,0 milhões, em leilão de privatização.



2014: Aquisição do Grupo REDE Energia, 1 real, e promessa de investimentos.

A ENERGISA:



A conta de luz

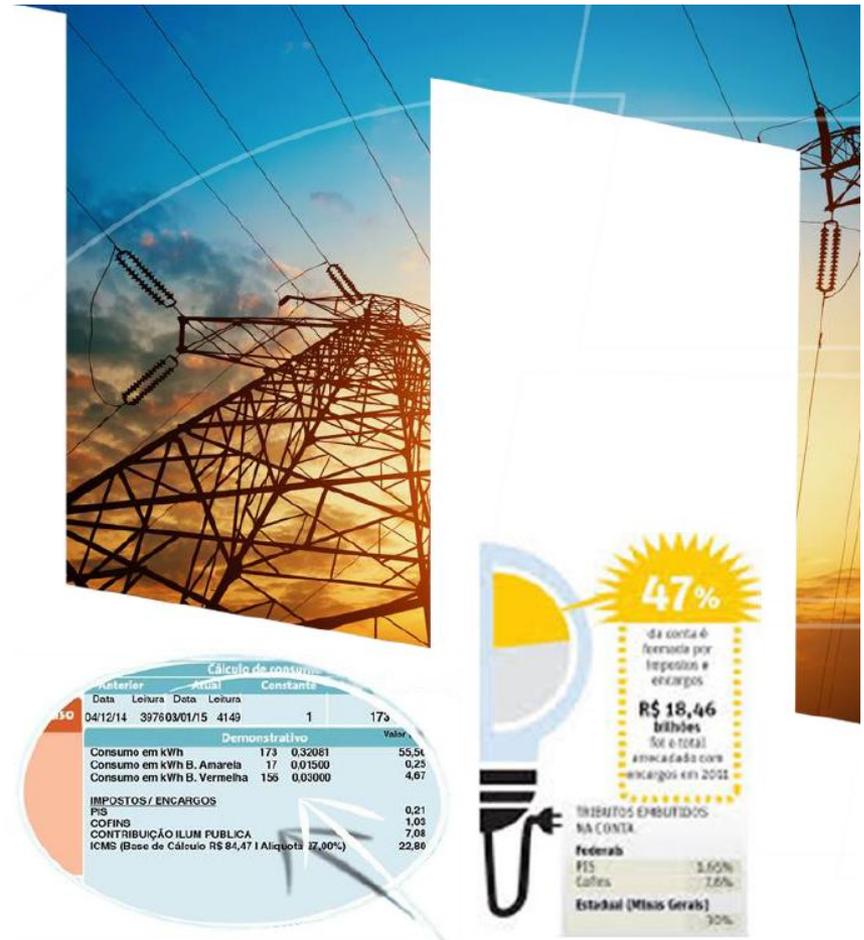


A conta de luz:

[ENCARGOS E TRIBUTOS

Sobre a conta de energia incide uma série de tributos, contribuições e encargos. Entre os tributos e contribuições, os principais estão destacados na conta:

- PIS - Taxa para o Programa de Integração Social
- COFINS - Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (federais)
- ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (estadual)
- CIP - Contribuição De Iluminação Pública (municipal)



* Fonte ANEEL

A conta de luz:

Além dos tributos, têm-se os encargos relacionados à energia, que são fruto da política tarifária,

PROPOSTA PELO GOVERNO E APROVADA PELO CONGRESSO.

Quais são os encargos setoriais e pra que servem?

Encargo	Pra que serve?
TFSEE - <i>Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica</i>	Prover recursos para o funcionamento da ANEEL
CDE - <i>Conta de Desenvolvimento Energético</i>	Propiciar a competitividade das fontes alternativas de energia; prover a universalização do serviço de energia; prover recursos da CCC; subsidiar a tarifa dos consumidores residenciais de baixa renda e setores específicos; prover recurso para compensar a não adesão à prorrogação de concessões de geração; e prover recursos para quitar operações de crédito com o objetivo de cobrir despesas com exposição involuntária e despacho de térmicas em 2014.
PROINFA - <i>Programas de Incentivo às Fontes Alternativas</i>	Subsidiar as fontes alternativas de energia, em geral mais caras que as fontes convencionais
P&D - <i>Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética</i>	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais
ONS - <i>Operador Nacional do Sistema</i>	Prover recursos para o funcionamento do ONS
CFURH - <i>Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos</i>	Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica

* Fonte ANEEL

A conta de luz:

[*SUBSÍDIOS* **O ENCARGO DA CDE**

A conta de energia elétrica também tem uma série de subsídios que decorrem da política tarifária, com diversos objetivos como:



Universalizar o atendimento de energia elétrica;



Cobrir os elevados custos de atendimento aos sistemas isolados;



Viabilizar ou incentivar setores específicos como irrigação, cooperativas, entre outros;



Dar descontos para a população de menor renda, como tarifa social (que veremos a seguir).

* Fonte ANEEL

A conta de luz:

[A TARIFA SOCIAL

Desconto na conta de luz para às famílias que precisam, inscritas no Cadastro Único.

- Renda de até meio salário mínimo per capita ou;
- Tenham algum componente beneficiário do Benefício de Prestação Continuada da Assistência Social (BPC).

O DESCONTO CONCEDIDO VARIA DE ACORDO COM CONSUMO DE ENERGIA!

* Fonte ANEEL



A conta de luz:

[**BANDEIRAS** **TARIFÁRIAS**

O custo da energia varia em função das condições de geração de eletricidade.



Bandeira Verde:

Condições favoráveis. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;



Bandeira Amarela:

Condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,025 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;



Bandeira Vermelha:

Condições mais custosas de geração. A tarifa sobre acréscimo de R\$ 0,055 para cada quilowatt-hora kWh consumidos.



Os Processos tarifários:

[PROCESSOS TARIFÁRIOS RTP - RTA - RTE

RTP

*Revisão Tarifária
Periódica*

Realizado em média a cada 4 anos, onde se avalia e se define o custo eficiente da Distribuição (custo gerenciável), também são definidas as metas de qualidade, de perdas de energia e os componentes P_D e T do Fator X para o ciclo tarifário.

RTA

*Reajuste Tarifário
Anual*

Realizado nos anos em não há revisão, sendo a parcela de Distribuição atualizada pelo índice de inflação (IGPM/IPCA) menos o Fator X, enquanto a variação dos custos não gerenciáveis (G+T+E) é repassada diretamente às tarifas

RTE

*Revisão Tarifária
Extraordinária*

Realizada quando algo extraordinário desequilibra o contrato de concessão.

Revisão Tarifária EPB

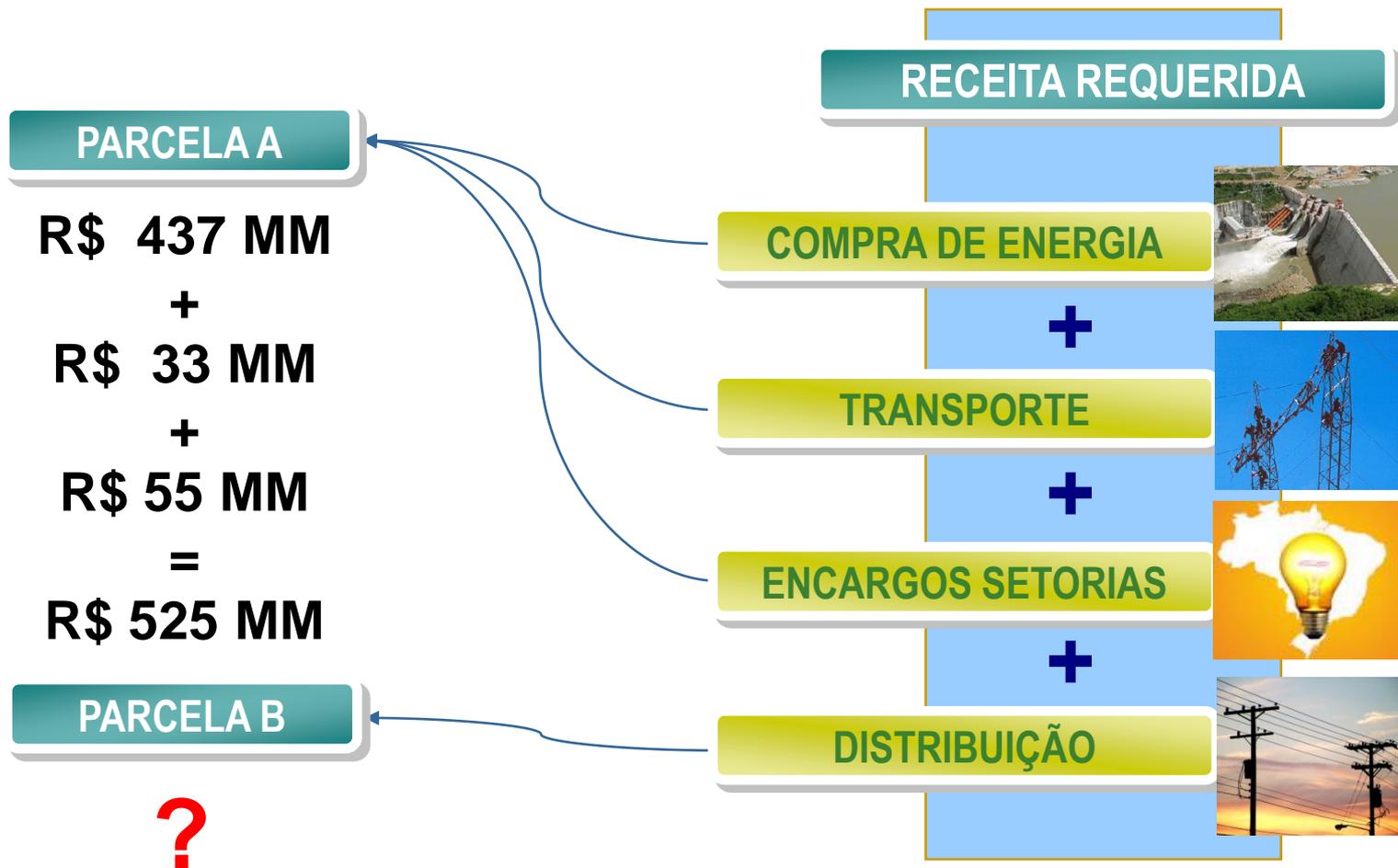
Reposicionamento tarifário (valores preliminares na audiência do 3 CRTP):



A receita requerida deve ajustar a receita verificada para que nem os Consumidores paguem um tarifa inadequada, e nem a empresa tenha prejuízo, nas suas atividades. **Calculado de forma justa** o valor cobrado.

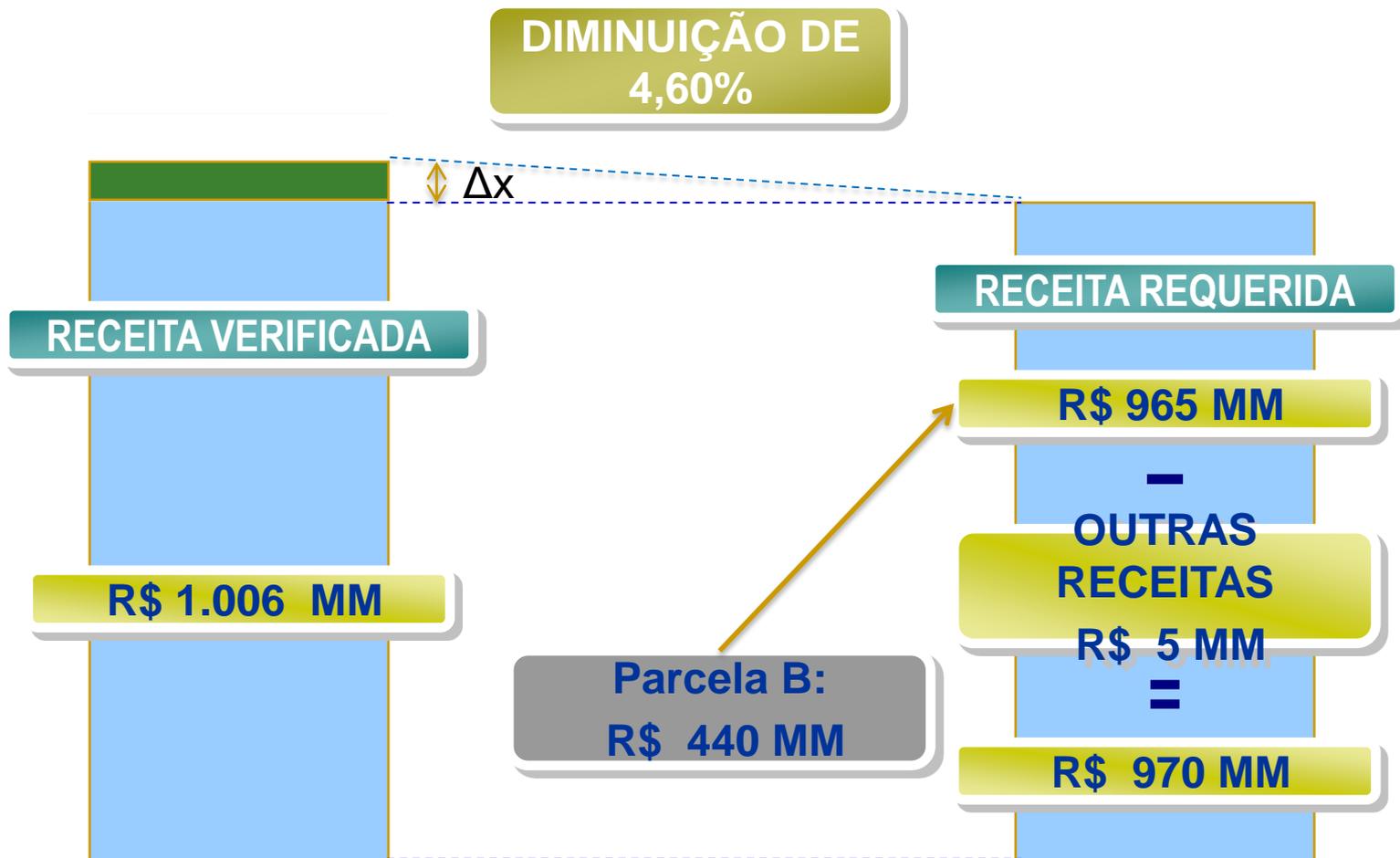
Revisão Tarifária EPB

Reposicionamento tarifário (valores preliminares na audiência do 3 CRTP):



Revisão Tarifária EPB

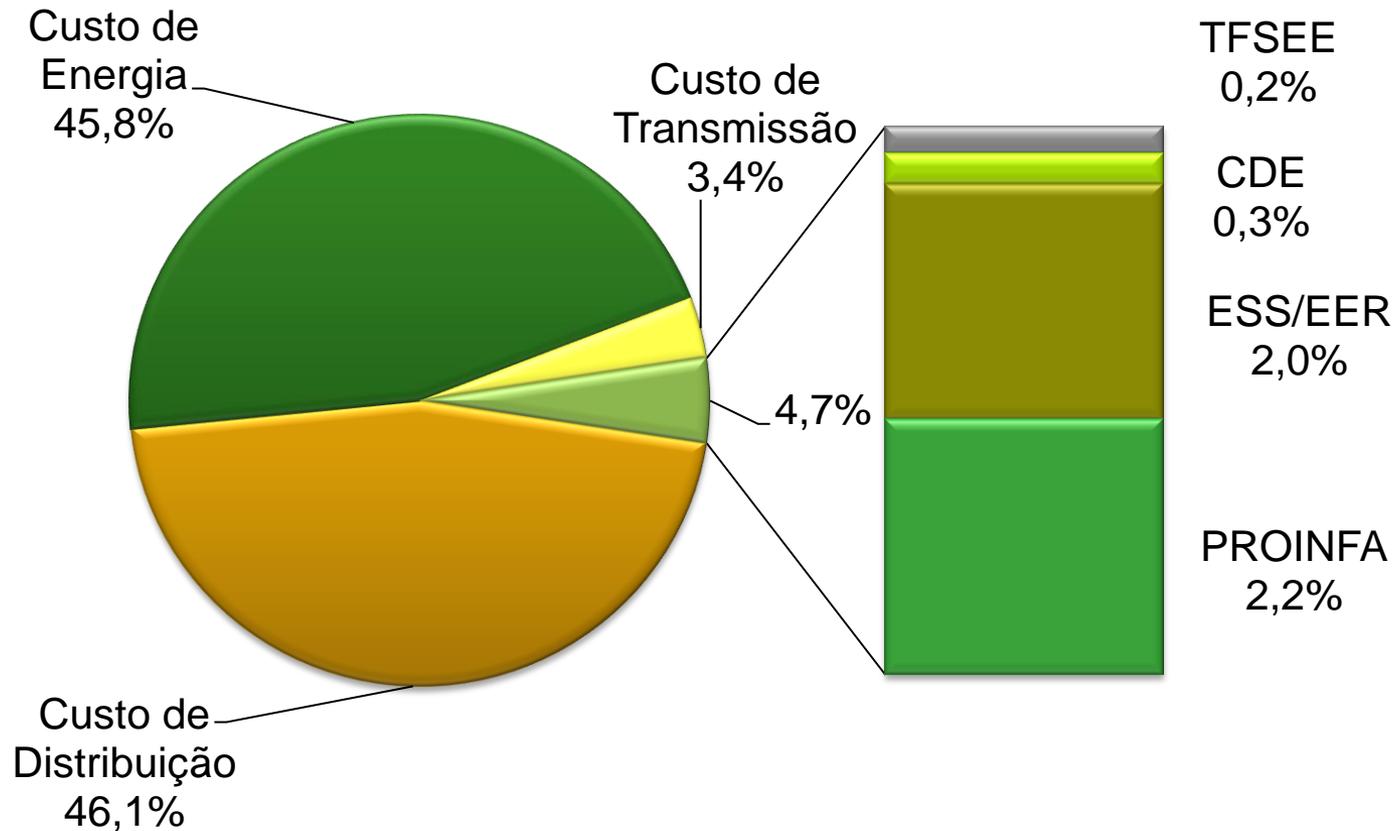
Reposicionamento tarifário (valores preliminares na audiência do 3 CRTP):



Revisão Tarifária EPB

Reposicionamento tarifário (valores preliminares na audiência do 3 CRTP):

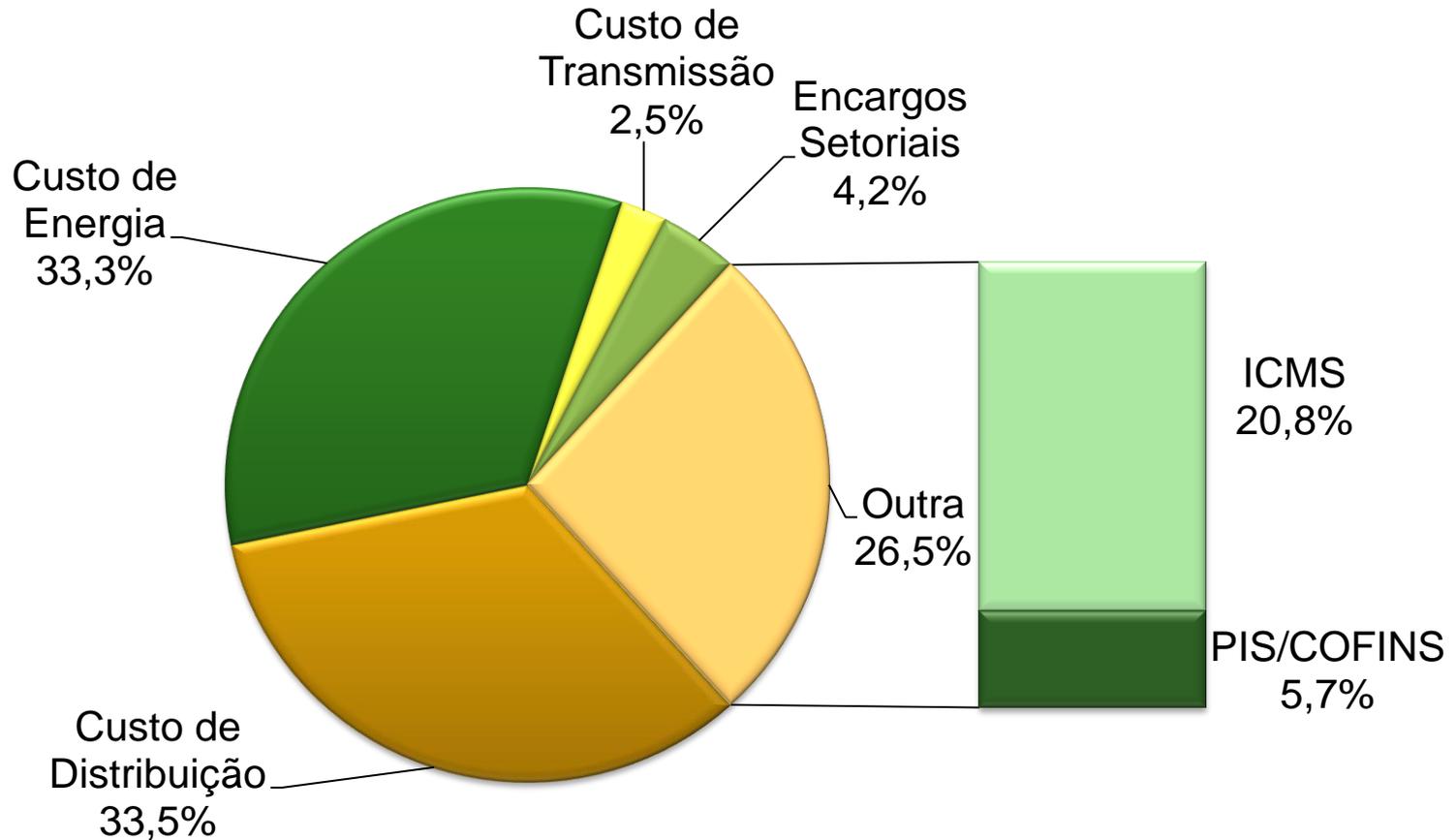
Composição da Receita sem Tributos



Revisão Tarifária EPB

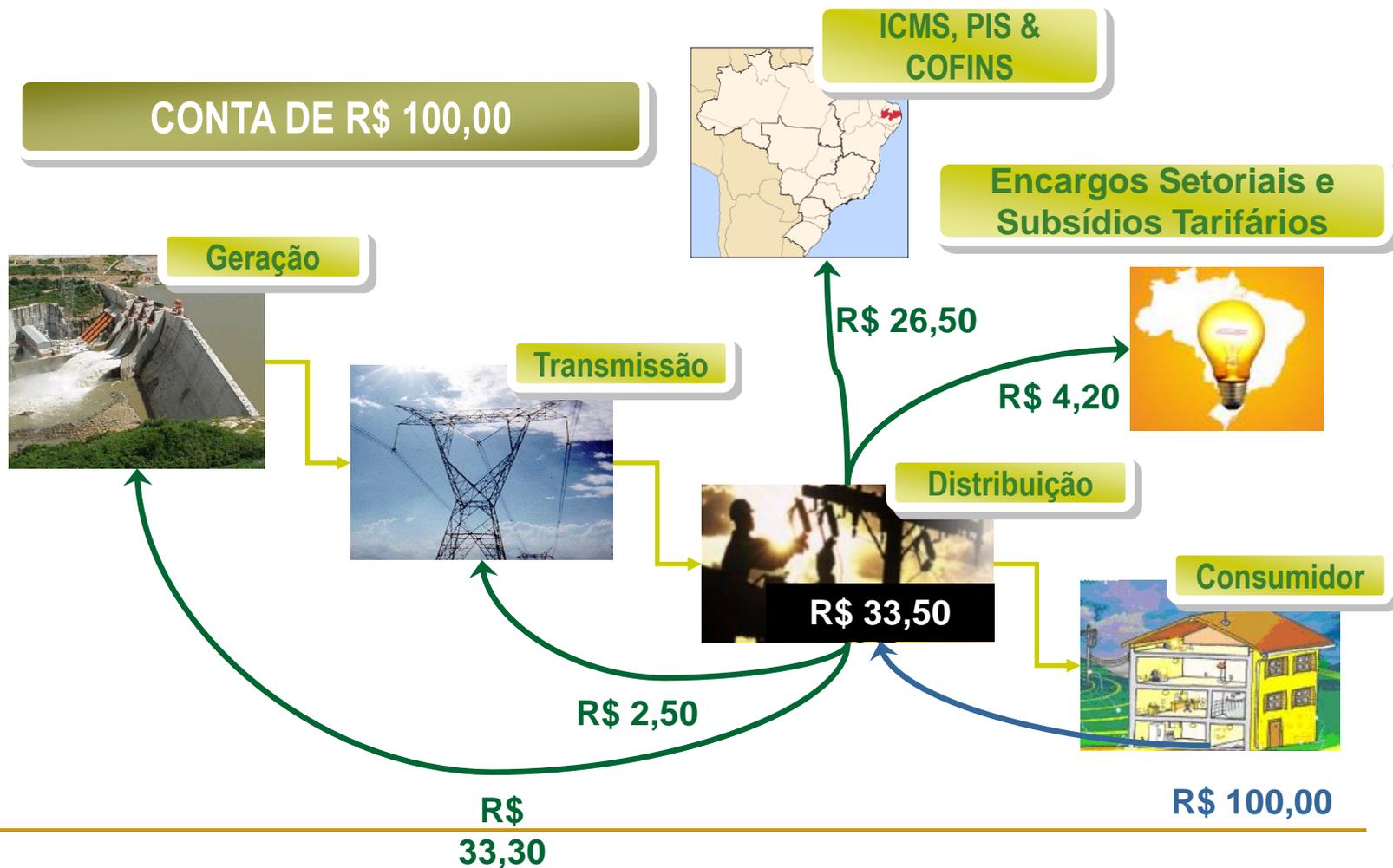
Reposicionamento tarifário (valores preliminares na audiência do 3 CRTP):

Composição da Receita com Tributos



Revisão Tarifária EPB

Reposicionamento tarifário (valores preliminares na audiência do 3 CRTP):



Custos da Distribuição:

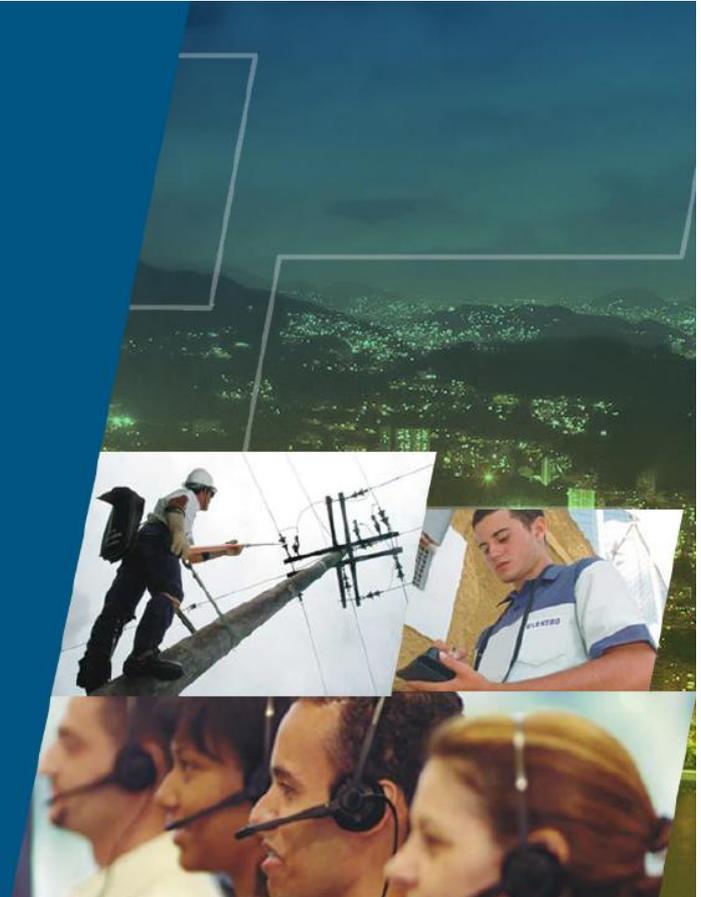
[OS CUSTOS DA DISTRIBUIÇÃO

CUSTOS OPERACIONAIS

Referem-se aos custos de operação e manutenção de todo o sistema de Distribuição, incluindo redes, linhas e subestações, além de todo atendimento comercial ao cliente.

INVESTIMENTOS

Destinados à expansão, com atendimento a novos consumidores, modernização e substituição de equipamentos, além e atualização tecnológica.

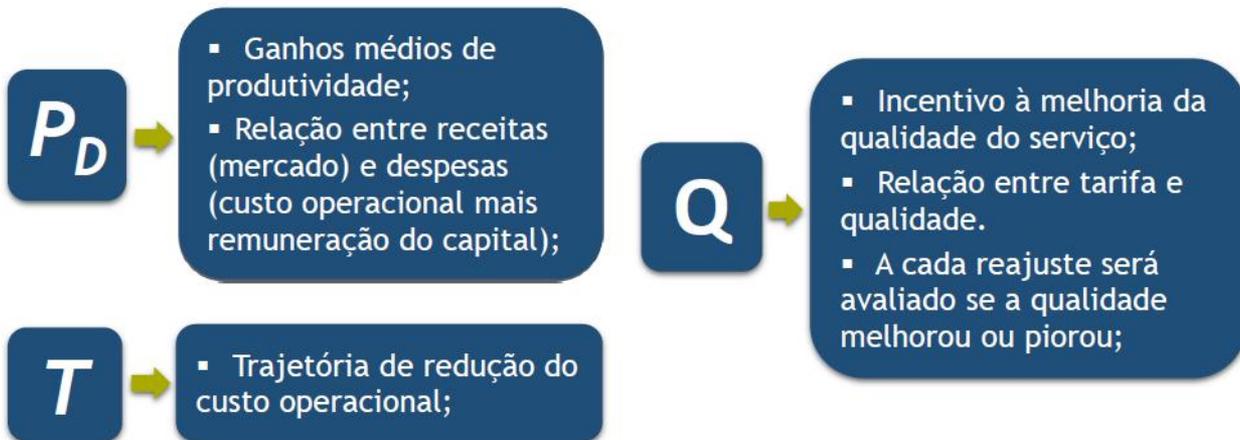


* Fonte ANEEL

O Fator X:

FATOR X
 $P_D, T e Q$

Nos reajustes tarifários a Parcela B é corrigida pelo IGP-M menos o Fator X. Quanto maior o Fator X, menor o reajuste.



Benchmarking de custos operacionais

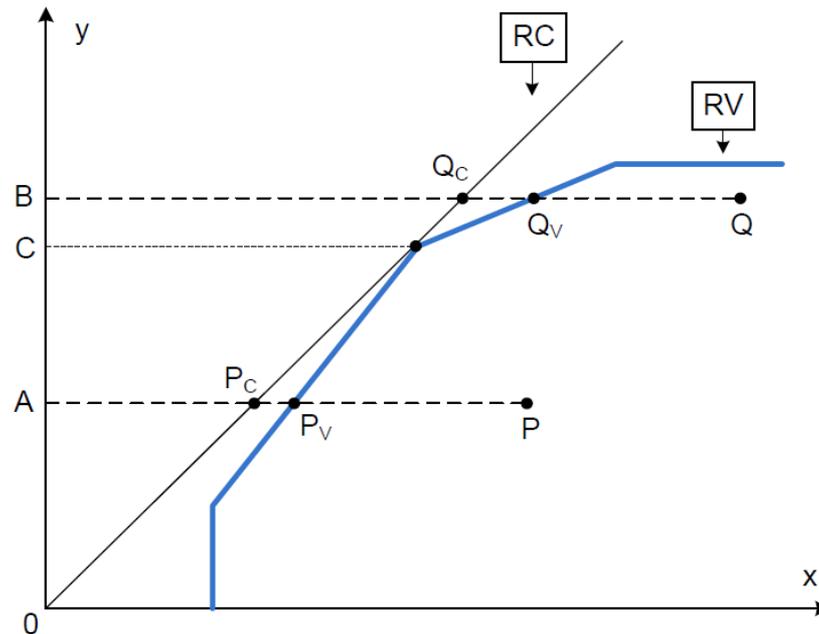
- Monopólios naturais são atividades reguladas em todo mundo, o “Electricity Act” adotado em 1986 com a criação do OFGEN, marcou o pioneirismo do Reino Unido no âmbito regulatório mundial nos mercados de energia.
- A ANEEL foi criada em 26 de dezembro de 1996 como autarquia vinculada ao Ministério das Minas e Energia, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Consta em cada um dos contratos de concessão das distribuidoras de energia a prerrogativa da ANEEL no estabelecimento das tarifas pela prestação do serviço dentre outras obrigações dos concessionários.
- Hoje no Brasil o principal objetivo da regulação é a **modicidade tarifária**. Caracterizado pela imposição do “*price-cap*”, regime regulatório que age no sentido de reduzir as tarifas de distribuição **na mesma proporção dos ganhos de produtividade** caso a empresa ganhe ou não esta produtividade ao longo do tempo.
- Segundo a ANEEL “*o principal objetivo da regulação baseada em incentivos do tipo “price cap”, é replicar a ação que forças de mercado teriam sobre firmas que atuam em monopólios naturais, de modo a simular o ambiente de um setor competitivo*”.

Benchmarking de custos operacionais

- A simulação do ambiente concorrencial implica na imposição de restrições por parte do regulador onde as empresas não conseguem sistematicamente obter lucros maiores do que o seu custo de oportunidade do capital. Caso não houvesse as restrições regulatórias as empresas iriam fixar preços acima dos níveis de concorrência perfeita.
 - **Quanto maior for o impacto da produtividade real nos ganhos da empresa, menor será seu incentivo para redução de custos, caso o preço da tarifa diminua.** Assim se a redução de custos no presente for integralmente revertida em prol da modicidade tarifária a empresa terá menos incentivo em se comportar como é esperado pelo regulador (cortando custos).
 - **Os incentivos a eficiência, são direcionados pelo fator X, durante os reajustes anuais da distribuidora.** Estimada a produtividade, o regulador pode ter uma medida confiável para ponderar os cortes na tarifa em prol da modicidade tarifária. Observa-se assim que a proposta da ANEEL preserva os incentivos as distribuidoras mais eficientes e impede que as distribuidoras menos eficientes repassem seus custos reais para as tarifas dos consumidores.
-

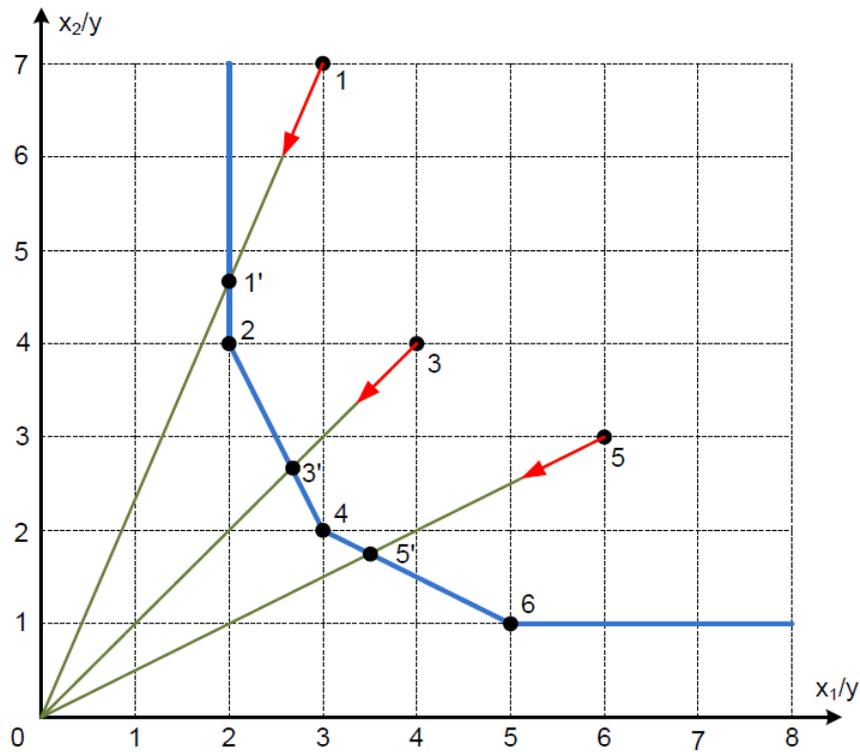
Benchmarking de custos operacionais

A metodologia DEA é a responsável pela simulação do mercado concorrencial. É baseada nos trabalhos pioneiros de Cooper, Charnes e Rhodes (1978), e Banker, Charnes e Cooper (1984):



Benchmarking de custos operacionais

➤ Intuição do modelo (um exemplo prático):

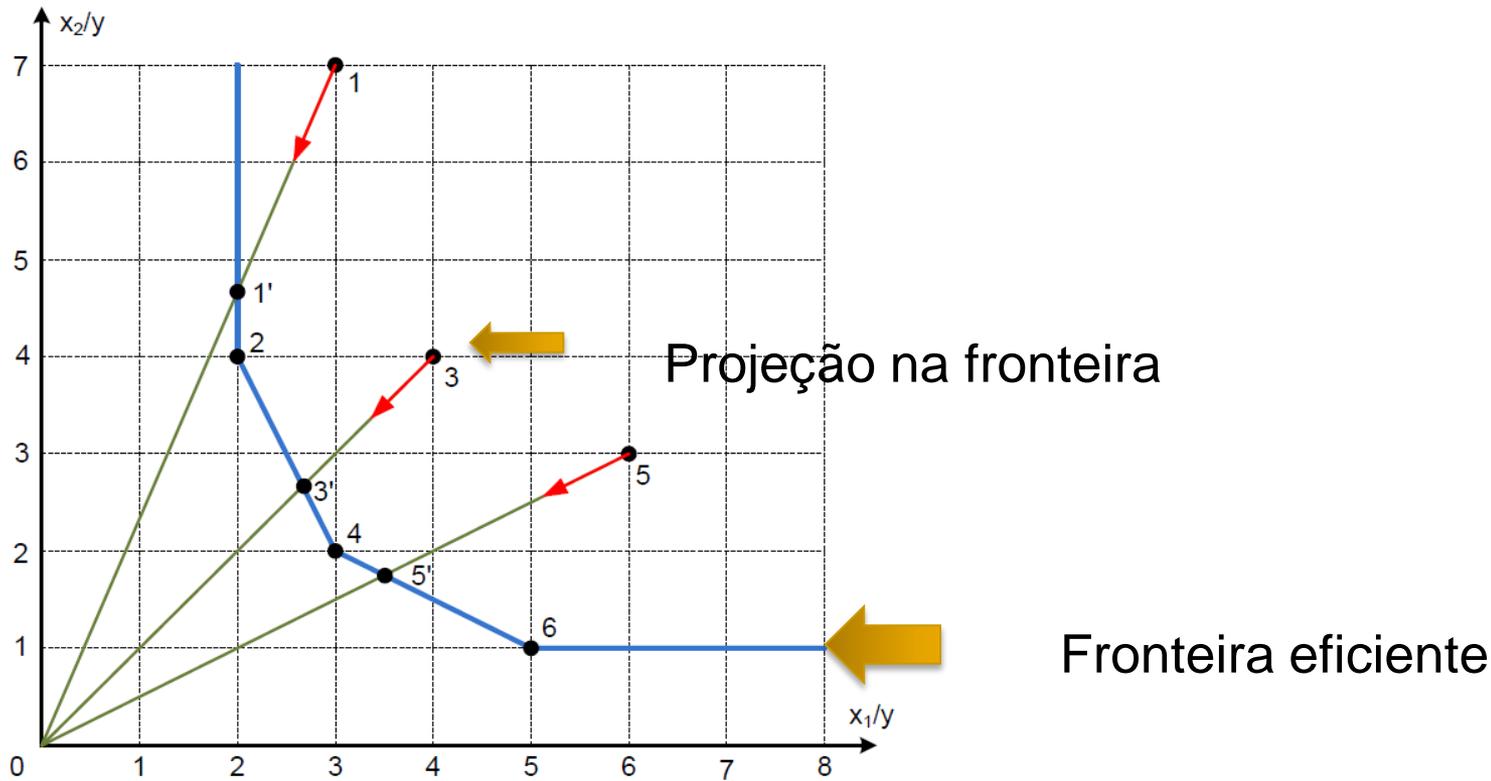


O modelo se baseia no conceito elementar de que é melhor a empresa que faz **mais, com menos**. Para tal consideremos um modelo com dois insumos (x_1 e x_2) e um produto (y).

- As empresas 2, 4 e 6, representam as melhores práticas.
- 1, 3 e 5, são empresas ineficientes. Entretanto a prática operacional de 5' (combinação de 4 e 6), 3' (combinação de 4 e 2) e 1' (combinação de 2), permitem a criação de empresas virtuais que são semelhantes a 5, 3 e 1, porém operam eficientemente.

Benchmarking de custos operacionais

- Intuição do modelo (um exemplo prático):



Benchmarking de custos operacionais

- Para a DMU 5 aplicando o modelo BCC dos multiplicadores, considerando retornos constantes de escala deve-se resolver o seguinte sistema linear:

$$\begin{aligned} & \text{MIN}_{\theta, \lambda} \quad \theta \\ \text{Sujeito a: } & \begin{cases} -y_i + Y\lambda \geq 0 \\ \theta x_i - X\lambda \geq 0 \\ \lambda \geq 0 \end{cases} \end{aligned}$$

- Que pode ser escrito como:

$$\begin{aligned} & \text{MIN}_{\theta, \lambda} \quad \theta \\ \text{Sujeito a: } & \begin{cases} -y_5 + (y_1\lambda_1 + y_2\lambda_2 + y_3\lambda_3 + y_4\lambda_4 + y_5\lambda_5 + y_6\lambda_6) \geq 0 \\ \theta x_{15} + (x_{11}\lambda_1 + x_{12}\lambda_2 + x_{13}\lambda_3 + x_{14}\lambda_4 + x_{15}\lambda_5 + x_{16}\lambda_6) \geq 0 \\ \theta x_{25} + (x_{21}\lambda_1 + x_{22}\lambda_2 + x_{23}\lambda_3 + x_{24}\lambda_4 + x_{25}\lambda_5 + x_{26}\lambda_6) \geq 0 \\ (\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \lambda_4, \lambda_5, \lambda_6) \geq 0 \end{cases} \end{aligned}$$

Benchmarking de custos operacionais

> Que fica:

$$\text{MIN}_{\theta, \lambda} \theta$$

$$\text{Sujeito a: } \begin{cases} -1 + (2\lambda_1 + 4\lambda_2 + 3\lambda_3 + 2\lambda_4 + 1\lambda_5 + 3\lambda_6) \geq 0 \\ 6\theta + (6\lambda_1 + 8\lambda_2 + 12\lambda_3 + 6\lambda_4 + 6\lambda_5 + 15\lambda_6) \geq 0 \\ 3\theta + (14\lambda_1 + 16\lambda_2 + 12\lambda_3 + 4\lambda_4 + 3\lambda_5 + 3\lambda_6) \geq 0 \\ (\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \lambda_4, \lambda_5, \lambda_6) \geq 0 \end{cases}$$

$$\text{MIN}_{\theta, \lambda} \theta$$

$$\text{Sujeito a: } \begin{cases} -1 + (2\lambda_4 + 3\lambda_6) \geq 0 \\ 6\theta + (6\lambda_4 + 15\lambda_6) \geq 0 \\ 3\theta + (4\lambda_4 + 3\lambda_6) \geq 0 \\ (\lambda_4, \lambda_6) > 0 \end{cases}$$

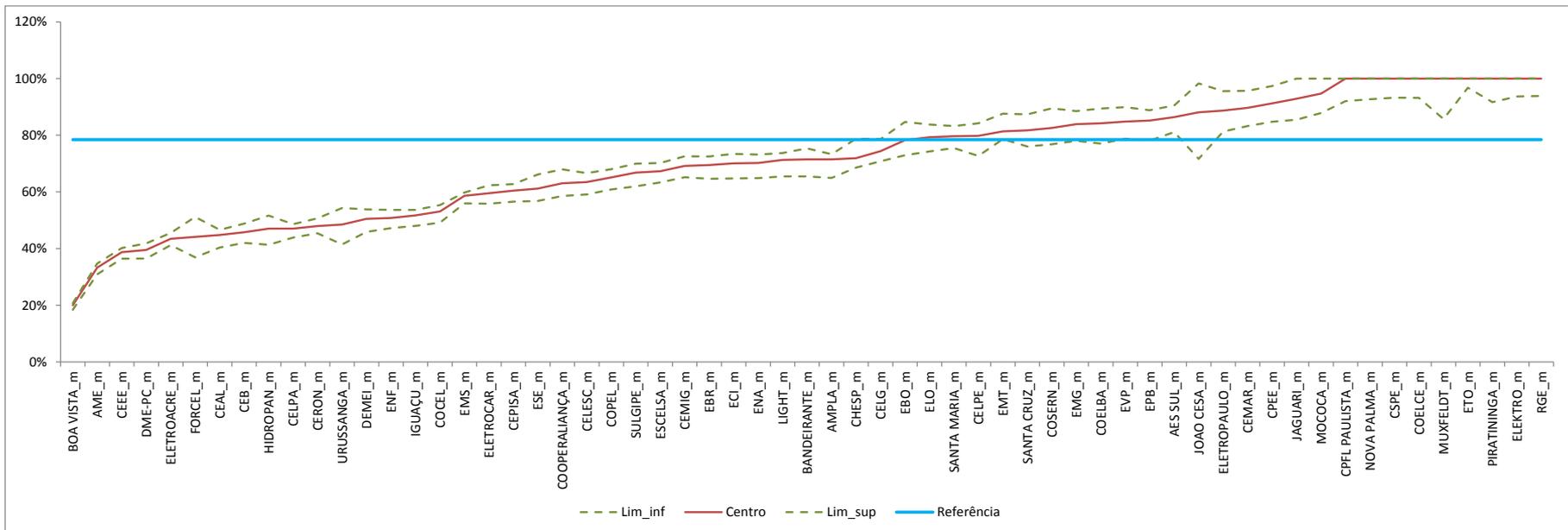
Benchmarking de custos operacionais

- Ao resolver o sistema linear anterior, obtém-se a solução: $\theta = 0,58$, $\lambda_4 = 0,37$ e $\lambda_6 = 0,08$.
- $\theta = 0,58$ é o nível de eficiência da DMU 5 **com retornos constantes de escala**. Com base nos valores de θ ainda é possível descobrir qual seria a alocação de insumos para DMU 5 que a faria eficiente (ou a traria para fronteira), este calculo pode ser feito, pela combinação dos benchmarks.

Entretanto o modelo da ANEEL é bem mais complexo! Atualmente é aplicado um modelo DEA com retornos não decrescentes de escala, com restrição aos pesos e intervalos de confiança estimados por “bootstrapping”, Segundo a técnica de Podnovisky (2004) (restrição aos pesos), Bogetoft e Otto (2011) (estimação por bootstrapping).

Benchmarking de custos operacionais

- Dispersão dos estimadores de eficiência operacional e média setorial regulatórios (2013):



Compartilhamento dos ganhos de produtividade

- Principais mecanismos de “*design*” regulatório:
 - A. “**Cost-Plus**”: No esquema “*Cost-Plus*” ou cobertura de custos é o regime mais antigo de cobertura tarifária. Na sua aplicação apenas se reconhece o nível das tarifas, sem prover incentivos a sua redução, ou a investimentos. Calcula-se o valor do custo do serviço (por algum método) e este valor é repassado aos consumidores. Hoje no Brasil a remuneração do capital é estabelecida por um esquema tipo “*Cost-Plus*”.
 - B. O “**Revenue-Cap**”: Na regulação pelo estabelecimento da margem de retorno o regulador estabelece uma margem de lucro para o negócio regulado. Este era o esquema do 2 CRTP adotado no modelo de empresa de referência. As empresas buscavam então maximizar esta margem. Apesar de prover incentivos a melhoria da eficiência operacional, o “*Revenue-Cap*” sofre com o efeito “*Averch-Johnson*” onde os custos não estão sobre o mínimo possível e a firma tende a sobre investir.
 - C. O “**Price-Cap**”: O mais famoso e adotado modelo de regulação de monopólios naturais no mundo é o “*Price-Cap*”. Neste “*design*” a firma tem a sua tarifa estabelecida em um valor “eficiente”, onde nos reajustes tarifários anuais é deduzida uma parcela dos ganhos de produtividade e eficiência. No “*Price-Cap*” é simulado o mercado concorrencial. Provê fortes incentivos a melhoria operacional e em direção a modicidade tarifária. A sua gênese ocorreu com adoção do modelo **RPI-X** pelo OFGEM com resultados extraordinários.

Compartilhamento dos ganhos de produtividade

- Principais mecanismos de “*design*” regulatório:
 - D. “**Bechmarking estratégico**”: No estado da arte das modernas técnicas de “*design*” regulatório encontra-se o modelo **RIIO** (Revenue, Incentives for Inovation and Outputs). O atual modelo do Reino Unido aplicado sobre as suas DSO’s “distribution network operators”. É caracterizado pelo benchmarking estratégico e prospectivo, onde cada empresa é obrigada a criar planos de negócios, que devem ser discutidos com seus “stakeholders” (partes interessadas), de forma a entregar simultaneamente melhor qualidade, investimentos em inovação, redes inteligentes e baixa pegada de carbono. Se aprovado o plano de negócios (que é comparado) será anuído, e o seu cumprimento acompanhado pelo regulador. É uma evolução do “Price-Cap” onde a empresa diz o que vai fazer, e como vai fazer, o regulador acompanha o cumprimento das metas, e as fixa com base na proposta das demais empresas garantindo a rentabilidade dos investimentos. Só pode ser aplicado em situações onde a eficiência operacional é comparável entre as empresas. Ou seja em situações de maturidade do “*Price-Cap*”.
 - E. “**Desregulação Operacional**”: Aplicado nos EUA durante o governo Reagan, este modelo se baseia na teoria institucionalista de Williamson e Coase, onde os mecanismos de design eram regidos pelo estabelecimento de contratos que reduzissem os riscos de transação. Com participação exógena do regulador reduzida este modelo é uma derivação da teoria de “leilões”.

Compartilhamento dos ganhos de produtividade

- A ANEEL considera pertinente avaliar os ganhos de produtividade sobre a média setorial, já que avaliar o ganho de uma empresa específica pode trazer inconsistência para a amostra.
 - ✓ Ganhos de produtividade muito acima da média setorial, podem ser derivados no caso brasileiro como, por exemplo: i) ganhos com programas de demissão voluntária; ii) programa luz para todos; iii) assimetria de crescimento econômico entre concessões, etc; iv) assimetria em relação ao “estado de maturidade da concessão”.
 - Para tal avaliação se utiliza o **CUSTO TOTAL** como insumo e o **MERCADO** (faturado) como produto.
-

Compartilhamento dos ganhos de produtividade

- A descrição do Fator X continua semelhante ao terceiro ciclo a regra padrão deve continuar sendo:

$$\textit{Fator X} = Pd + Q + T$$

- Acompanhando o modelo do terceiro ciclo, a produtividade Pd - *sobre a qual se concentra essa apresentação* - é calculada a partir do mercado segregado por nível de tensão. O aumento do consumo BT impacta mais os custos do que o segmento AT, que reflete a estrutura tarifária.
- Os métodos adotados para a agregação de mercado foram a estimação dos índices de **Malmquist** e **Tornqvist**, entretanto optou-se por usar apenas o **último**.

Compartilhamento dos ganhos de produtividade

- O índice de Malmquist está diretamente relacionado a aplicação da metodologia DEA “*Data Envelopment Analysis*”, já o índice de Tornqvist leva em consideração que a proporção de rateio entre os diferentes mercados segue sua participação na receita da distribuidora:

Empresa	Participação na Parcela B
Mercado BT	74%
Mercado MT	24%
Mercado AT	2%

Exemplo: Participação média Brasil

- Os custos utilizados no ajuste do modelo são a soma dos Custos Operacionais e os custos de Capital.

Compartilhamento dos ganhos de produtividade

Cálculo do OPEX:

O cálculo do OPEX é feito com base nos valores informados na RIT, contabilizados de acordo com o MCPSE, correspondentes às sub contas: **615.03.X.X.X e 615.05.X.X.X**. Para: **peçoal, materiais, serviços de terceiros, outros custos operacionais, tributos, seguros e condenações trabalhistas**. De acordo com os ajustes constantes no anexo I da NT 185/2014-SRE/ANEEL.

Cálculo do CAPEX:

O cálculo do CAPEX é dado pela soma entre a remuneração bruta do capital e a depreciação no ano T, onde:

$$REM_i = WAAC_{pré} \times BRR_{Liq}^i$$
$$DEP_i = Tx_{dep} \times BRR_{Brut}^i$$

De acordo com os ajustes constante no anexo II da NT 185/2014-SRE/ANEEL.

Compartilhamento dos ganhos de produtividade

- Resultados:

$$P_d(i) = PTF + 0,14 \times (\Delta MWh(i) - \overline{\Delta MWh}) - 0,04 \times (\Delta UIC(i) - \overline{\Delta UIC}) \quad (2)$$

onde:

PTF: Produtividade média do segmento de distribuição, de 1,53% a.a.;

$\Delta MWh(i)$: Variação anual média de mercado da concessionária *i*, entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento;

ΔMWh média: Variação anual média de mercado das distribuidoras, de 4,65% a.a.;

$\Delta UIC(i)$: Variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas da concessionária *i*, entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento; e

ΔUIC média: Variação anual média do número de unidades consumidoras, de 3,39% a.a..

Compartilhamento dos ganhos de produtividade

Estimação do Malmquist

$$MI = \left(\frac{\phi^{t+1}(x_i^m, y_i^q)^{t+1}}{\phi^t(x_i^m, y_i^q)^t} \right) \times \left(\left[\frac{\phi^t(x_i^m, y_i^q)^t}{\phi^{t+1}(x_i^m, y_i^q)^t} \right] \times \left[\frac{\phi^t(x_i^m, y_i^q)^{t+1}}{\phi^{t+1}(x_i^m, y_i^q)^{t+1}} \right] \right)^{1/2}$$

Estimação do Tornqvist

$$\ln \left[\frac{PTF_t}{PTF_{t-1}} \right] = \beta_j \left(\sum_{i=1}^n \ln \left[\frac{Y_{i(t)}}{Y_{i(t-1)}} \right] \right) - \left(\sum_{i=1}^n \ln \left[\frac{X_{j(t)}}{X_{j(t-1)}} \right] \right)$$

Índice de complexidade sócio econômica

- O indicador socioeconômico de perdas visa capturar, **“a dificuldade” com a qual a empresa se depara** (dentro da sua área de concessão), no combate **“principalmente”** ao furto de energia, e a inadimplência
- Tem-se por base que o combate ao não faturamento proveniente dos erros de medição, **deve acompanhar “a dificuldade no combate ao furto e a dificuldade de recebimento”**, estando porém, vinculado mais estreitamente a eficiência gerencial.
- As variáveis propostas para o modelo apresentam grande correlação serial (multicolinearidade), portanto foram testados vários modelos, mantendo-se as dimensões socioeconômicas consideradas. **Tais dimensões são:**
 - a) Nível de Violência
 - b) Desigualdade de Renda
 - c) Precariedade da moradia
 - d) Infra estrutura disponível
 - e) Comprometimento da renda

Índice de complexidade sócio econômica

- **O índice de complexidade social é estimado** com base numa regressão linear de dados em painel **por mínimos quadrados generalizados** “MQG”, considerando a presença de efeitos aleatórios, pelo método de Batalgi e Wu (1999), estimados com base na correção “robusta” da heterocedasticidade proposta por White (1980).
- **O modelo filtra o grave problema da correlação serial entre as variáveis que definem os estimadores.** Os principais causadores dos problemas que derivam deste tratamento são: (i) especificação inadequada do modelo; (ii) quebras estruturais, não co-integração e não causalidade (regressão espúria); (iii) correlação das estimativas com o termo de erro aleatório em períodos de tempo distintos; (iv) Heterocedasticidade.
- Os principais efeitos sobre a precisão das estimativas, não se restringem ao viés dos estimadores, mas **sobre a imprecisão das estatísticas dos seus desvios padrão, tal conceito é conhecido como ineficiência.**

Índice de complexidade sócio econômica

- O **índice de complexidade social** é obtido com base no ajuste do seguinte modelo linear:

$$PNT_i = IG_i + X_i\beta + C_i$$

- Onde: PNT_i são as perdas não técnicas praticadas pela distribuidora “i” calculadas pela ANEEL; $X_i\beta$ são as características socioeconômicas das áreas de concessão; IG_i é a parcela das PNT devido a ineficiência gerencial de da distribuidora “i”; e, C_i são os demais fatores que afetam o nível de perdas não observados no modelo.
- Uma vez estimados os coeficientes o **índice de perdas da distribuidora “k”** será:

$$\text{Índice}_k = \sum_{i=0}^n X_i^k \beta_i , \quad \forall \{k \in \Omega\}$$

Índice de complexidade sócio econômica

3 modelos econométricos foram estimados para o cálculo das metas regulatórias no 4CRTP. O índice selecionado foi a média aritmética dos índices calculados para cada um dos três modelos.

- O modelo linear adotado para o ajuste de dados foi um modelo de dados em painel, com controle da correlação serial e dos efeitos não observados por **efeitos aleatórios**.
 - **Modelos de efeitos fixos consideram “IG_i” uma variável a ser estimada** (e diferente para cada observação), **modelos de efeitos aleatórios a consideram uma variável aleatória**, não correlacionada com as demais.
- As fontes de dados foram, o **SIM/DATASUS**, a **PNAD**, os resultados do **CENSO/IBGE**, no **BACEN** e os dados do **SAMP**. Tais fatores estão pormenorizados na NT 271/2010 e NT 494/2013 – SRE ANEEL.

Índice de complexidade sócio econômica

O “**pulo do gato**”: Vale salientar que o efeito não observado do modelo da ANEEL “**IG_i**” é a “eficiência gerencial” no combate às perdas, e é, em teoria, independente da complexidade socioeconômica da área de concessão, ou seja, parte das perdas é explicada pela ineficiência gerencial, e outra parte, é explicada pela complexidade socioeconômica.

- Ao **Isolar** o efeito da complexidade sócio econômica e alinhar as distribuidoras semelhantes nesse quesito, pode-se com base nisso estabelecer a trajetória de perdas, comparando-se as distribuidoras com seus respectivos benchmarks.
- **Aprimorando a reflexão**: Dado o nível de complexidade e dado o nível de perdas pode-se estabelecer faixas de comparação e metas para as empresa menos eficientes.

Trajetória de perdas não técnicas

Uma vez definidas as posições das concessionárias em cada ranking de complexidade socioeconômica, pode-se definir que: **“empresas com perdas técnicas menores em áreas de concessão de maior ou igual complexidade são mais eficientes”**, e portanto, referência para as demais.

- O resultado da comparação quando controlada para as características sócio econômicas da concessão, resulta que **a eficiência no combate a perdas passa a ser o principal fator de explicação para as perdas praticadas.**
- A princípio a meta de perdas de uma empresa identificado o Benchmark, seria o próprio nível de perdas deste. Entretanto **propõe-se algo mais robusto, lidando-se com a incerteza quanto a probabilidade do benchmark estar “de fato” em uma área de concessão mais complexa.**

Trajetória de perdas não técnicas

- O valor esperado da meta a ser perseguida pela empresa com base nos valores realizados por si e pelo seu benchmark, é dada pelo cálculo da seguinte combinação linear:

$$E[Meta_i]_j = P(\blacksquare)_j PNT_{Bench} + (1 - P(\blacksquare)_j) PNT_{Empr}$$

- Onde P_j é a probabilidade do Benchmark estar em uma área de concessão mais complexa de acordo com o modelo j . A “Meta” é o potencial de redução, e “PNT” são as perdas não técnicas **sobre o mercado BT**.
- A interpretação da equação acima é a seguinte: **“Quanto maior P_j maior será a parcela de perdas do Benchmark, a compor o potencial de redução”**, ou seja, a média ponderada entre a perda do benchmark e a praticada pela empresa, com base na probabilidade de ocorrência de um erro estatístico do tipo 1, que consiste em não aceitar a hipótese nula do posicionamento do benchmark em área menos complexa.

Trajetória de perdas não técnicas

- **Estabelecimento do Benchmark:**

Os resultados do modelo geram para todas as concessionárias listadas na coluna j , benchmarks na linha i (ordenados em ordem decrescente de perdas) desde $P_j \neq 0$. Define-se portanto o Benchmark como a empresa $i = k$ que possua o “**menor índice de perdas**” ou seja:

“Se existem várias empresas apresentando perdas não técnicas inferiores a empresa estudada, apenas **a menor delas é a empresa benchmark**, depois de se controlar pelas características sócio econômicas.”

Em virtude da consideração de 3 modelos econométricos para definição do referencial de perdas a meta final será a média dos modelos selecionados:

$$E[Meta_k] = \frac{\sum_{j=1}^n E[Meta_k]_j}{n}$$

Trajectoria de perdas não técnicas

- Na análise serão consideradas as PNT sobre o mercado BT, por dois motivos principais:
 1. É onde se localiza a maioria das irregularidades.
 2. É a base mais estável do ponto de vista das variações anuais, e livre das oscilações do “mercado livre”.
- As empresas serão separadas em dois grupos (para comparação), uma vez que empresas menores tem mais facilidade no combate as perdas não técnicas de energia. O critério será:

Empresas pequenas = Mercado menor que 500 GW/ano

- A vantagem do método é que as metas de perdas são baseadas em patamares reais (portanto factíveis).

Trajetória de perdas não técnicas

- **As empresas que têm uma probabilidade muito pequena de possuir uma empresa benchmark (CELPA, LIGHT, etc), demandam outras análises.** Uma vez que não é possível identificar com segurança o benchmark, tem-se as possibilidades:
 - a) Uma das possibilidades para ajuste é usar a proximidade geográfica com outras áreas.
 - b) “Grau de esforço” para combater perdas. (presença de programas de combate as perdas).
 - Não há nenhum ajuste que indique e identifique a velocidade com a qual as convergência deve ser efetuada, nem sequer um estudo sobre a possibilidade de cumprimento das metas. **Parte-se do pressuposto que a velocidade será tão maior quanto a distância entre o praticado pelo Benchmark e a empresa ineficiente.**
-

Trajetória de perdas não técnicas

- O reconhecimento do nível de Perdas não Técnicas depende do cálculo correto das Perdas Técnicas:

$$P_{nt}(\%) = \frac{P_{total} - E_{inj} \times P_{tec}(\%)}{M_{bt}}$$

- Os resultados para o 4 CRTP estão disponíveis na NT 188/2014 – SRE/ANEEL.
- Para maioria das concessionárias de complexidade elevada no 3CRTP o benchmark foi a COELCE: **PNT/BT = 8,5%**. Algo que tendeu (esperadamente) a se manter.

Trajetória de perdas não técnicas

- A metodologia apresenta uma técnica consistente de expurgo dos fatores não observados nos ajustes, e conduz a estimativas consistentes e eficientes da ineficiência gerencial das áreas de concessão, apenas sob a dimensão da complexidade social da concessão.
 - Alguns dos modelos estimados para o 4CRTP possuem P-valores pouco significativos.
 - A metodologia não estabelece de maneira eficiente a velocidade de redução das perdas.
-

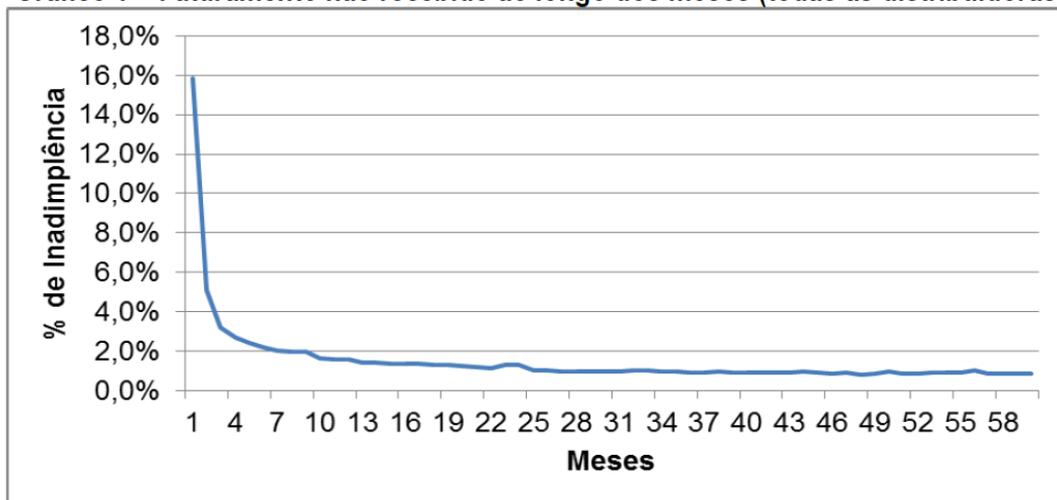
Índice de complexidade sócio econômica

- O modelo adotado assume que que áreas de concessão com grande vulnerabilidade social tendem a praticar níveis mais elevados de perdas não técnicas, apenas.
 - Este conceito é bastante restritivo, uma vez que parte do pressuposto de que a desonestidade se relaciona a pobreza e a vulnerabilidade social, não considera que tal fenômeno possa também acontecer junto as acamadas mais abastadas da população, ou em empresas.
 - O fenômeno das perdas possui correlação com fenômenos bastante intangíveis, como formação cultural de uma região, inércia (o vizinho faz porque o outro fez), baixa sensação de punição, etc. Algumas delas apenas controláveis pela distribuidora.
-

Trajetória de receitas irrecuperáveis

- Receitas irrecuperáveis surgem do calote daqueles consumidores que não pagam suas contas de energia, uma parte do percentual de inadimplência é repassada para as tarifas
- A precificação das receitas irrecuperáveis, assim como a das perdas não técnicas de energia, busca segregar a eficiência gerencial da dificuldade de combate a inadimplência.
- Sua precificação é feita com base na curva de “Aging”. Ou envelhecimento das faturas:

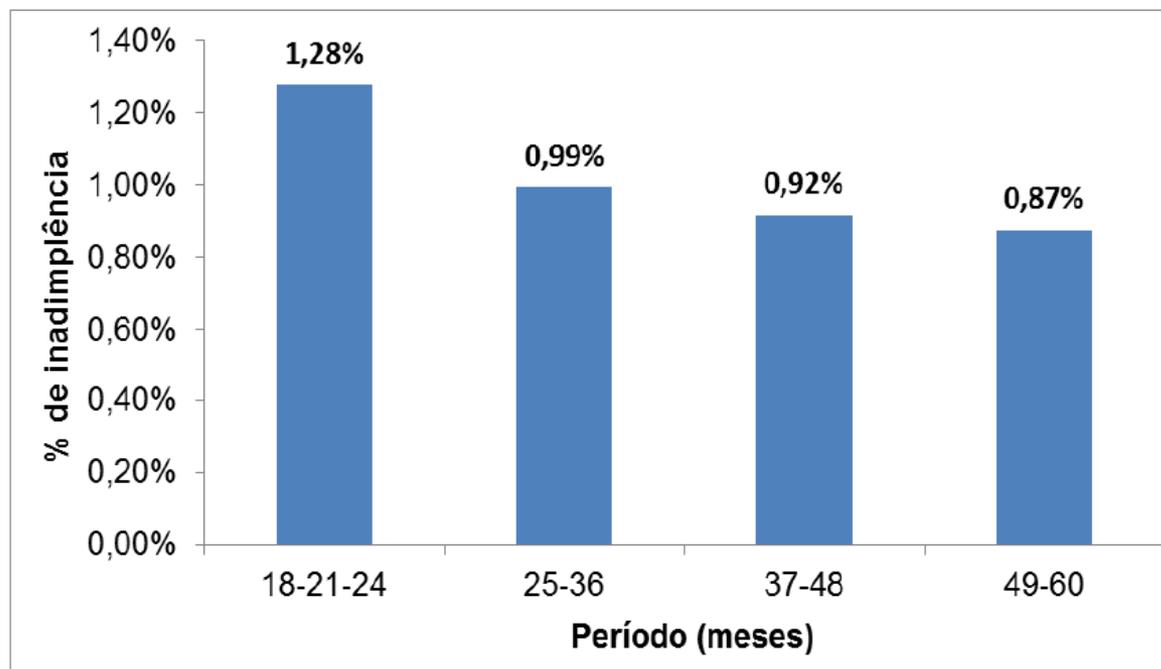
Gráfico 1 – Faturamento não recebido ao longo dos meses (todas as distribuidoras)



Trajectoria de receitas irrecuperáveis

- A curva de “Aging” visa identificar o nível de não recebíveis:

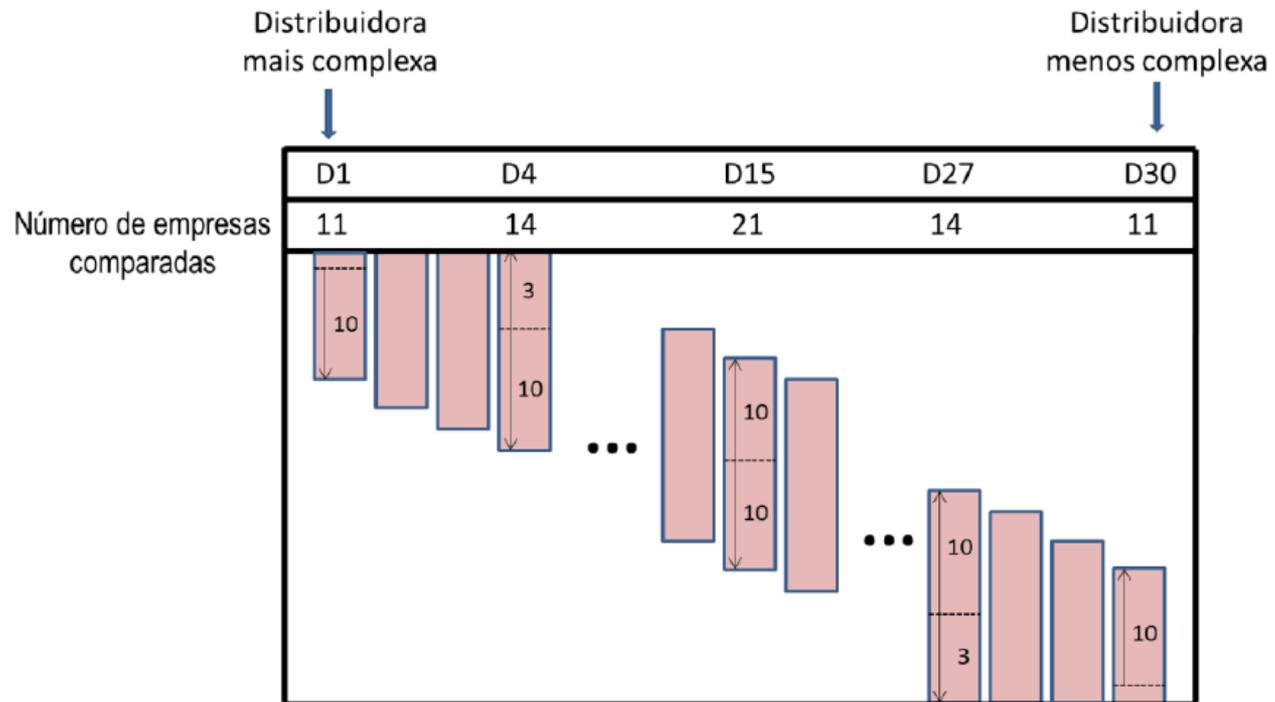
Gráfico 2 – Faturamento não recebido ponderado por período



Trajetória de receitas irrecuperáveis

- O critério estatístico para identificação do benchmarking é a “mediana móvel”:

Figura 1 – Esquematização didática do cálculo pela Mediana Móvel 10



Trajetória de receitas irrecuperáveis

- Alguns resultados:

Tabela 2 – Receitas Irrecuperáveis por classe de consumo – Grupo 1 (Mediana Móvel 10)

Inadimplência por classe (REGULATÓRIA)							
Grupo 1	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COMERCIAL	RURAL	PODER PUBLICO	ILUM. PUBLICA	SERV. PUBLICO
CELPA	2,11%	1,78%	1,08%	2,53%	0,34%	0,35%	0,19%
LIGHT	2,00%	1,64%	1,03%	2,26%	0,31%	0,18%	0,13%
AMAZONAS ENERGIA	1,88%	1,50%	0,98%	1,98%	0,28%	0,05%	0,08%
CEMAR	1,88%	1,29%	0,98%	1,97%	0,28%	0,05%	0,07%
CELPE	1,88%	1,07%	0,98%	1,95%	0,28%	0,05%	0,06%
COELBA	1,66%	1,06%	0,85%	1,57%	0,24%	0,05%	0,06%
CEAL	1,44%	1,05%	0,72%	1,18%	0,23%	0,05%	0,06%
ELETROPAULO	1,29%	1,00%	0,64%	1,18%	0,22%	0,05%	0,05%
CEPISA	1,29%	0,94%	0,55%	1,18%	0,22%	0,05%	0,05%
COELCE	1,29%	0,86%	0,55%	1,13%	0,22%	0,03%	0,03%
ELETROACRE	1,14%	0,78%	0,55%	1,07%	0,20%	0,01%	0,02%
ESCELSA	0,99%	0,62%	0,55%	1,07%	0,20%	0,01%	0,02%
ESE	0,89%	0,54%	0,55%	0,89%	0,17%	0,01%	0,01%
AMPLA	0,89%	0,54%	0,55%	0,89%	0,17%	0,01%	0,01%
EPB	0,89%	0,54%	0,55%	0,89%	0,16%	0,01%	0,01%
CERON	0,86%	0,50%	0,48%	0,81%	0,11%	0,01%	0,01%
CEEE - D	0,72%	0,50%	0,47%	0,45%	0,11%	0,01%	0,00%
COSERN	0,56%	0,47%	0,42%	0,37%	0,11%	0,00%	0,00%
BANDEIRANTE	0,56%	0,43%	0,42%	0,37%	0,11%	0,00%	0,00%

Trajetória de receitas irre recuperáveis

- Aplicação:

$$V_{RI} = \frac{RR + \text{Receita de Bandeiras} - \text{Encargos Setoriais}}{(1 - ICMS - PIS - COFINS)} \times \{\sum_C (\rho_C \times RI_C)\} \quad (1)$$

Onde,

V_{RI} : valor a ser considerado de receitas irre recuperáveis;

RR : receita requerida;

Receita de Bandeiras: receita prevista de bandeiras tarifárias;

Encargos Setoriais: valores de encargos setoriais definidos na revisão tarifária;

ρ_C : participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste;

RI_C : percentual de receitas irre recuperáveis regulatória, relativa à classe C , do grupo ao qual pertence à empresa.

$$V_I = \frac{\text{Encargos Setoriais}}{(1 - ICMS - PIS - COFINS)} \times \{\sum_C (\rho_C \times RI_i)\} \quad (3)$$

Onde,

V_I : valor a ser considerado de receitas irre recuperáveis associado aos encargos setoriais;

Encargos Setoriais: valores de encargos setoriais definidos na revisão tarifária;

ρ_C : Participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste;

RI_i : Mediana dos percentuais de receitas irre recuperáveis da empresa, relativa à classe C , verificados a partir do aging do período de 49 a 60 meses dos três anos anteriores ao da revisão tarifária.

Trajetória de qualidade técnica e comercial

Componente Q do Fator X

Metodologia 4ºCRTP

O Componente Q do Fator X trata-se de Mecanismo de Incentivos - MI para melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras.

Até o 3ºCRTP o Componente de Qualidade - Q era analisado considerando apenas os indicadores de qualidade técnicos (DEC e FEC), para o 4ºCRTP a metodologia de cálculo do Fator X foi aprimorada, com destaque as seguintes alterações para obtenção da Componente Q:

- ✓ Alteração do cálculo do Componente de Qualidade Técnica; e
- ✓ Inclusão do Componente de Qualidade Comercial, que passaram a compor o Mecanismo de Incentivo à qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras.

$$\text{Fator } X = Pd + Q + T$$

$$Q = 0,7 \cdot Q_{\text{TÉCNICO}} + 0,3 \cdot Q_{\text{COMERCIAL}}$$

A composição do Q passa a ser por 2 parcelas de pesos distintos:

- qualidade técnica (QTÉCNICO), com peso 70%; e
- qualidade comercial (QCOMERCIAL), com peso de 30%.

Trajetória de qualidade técnica e comercial

Componente Q do Fator X

Metodologia 4ºCRTP - Avaliação da qualidade comercial

Regras de cálculo - Metodologia 4ºCRTP

De acordo com o Art. 184 da REN nº 414/2010, a implantação da Central de Teleatendimento - CTA pelas distribuidoras com mais de 60 mil UCs é facultativa. Por esta razão, o cálculo da Componente Q será aplicado por meio de 2 equações distintas:

a) Para distribuidoras com menos de 60 mil UCs:

$$Q = \overset{0,7 \times Q}{\underset{\text{técnico}}{0,50 \cdot Q_{DEC} + 0,20 \cdot Q_{FEC}}} + \overset{0,3 \times Q}{\underset{\text{comercial}}{0,15 \cdot Q_{FER} + 0,15 \cdot Q_{IASC}}}$$



b) Para distribuidoras com mais de 60 mil UCs:

$$Q = \overset{0,7 \times Q}{\underset{\text{técnico}}{0,50 \cdot Q_{DEC} + 0,20 \cdot Q_{FEC}}} + \overset{0,3 \times Q}{\underset{\text{comercial}}{0,10 \cdot Q_{FER} + 0,10 \cdot Q_{IASC} + 0,04 \cdot Q_{INS} + 0,03 \cdot Q_{IAb} + 0,03 \cdot Q_{ICO}}}$$



Trajetória de qualidade técnica e comercial

Componente Q do Fator X - Metodologia 4ºCRTP

Indicadores avaliados

Indicadores considerados de qualidade técnica e comercial

Sigla Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas	Regulamentação
Comerciais					
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	REN nº 574/2012
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas	
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a: 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
Técnicos					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST

A depender do desempenho de qualidade dos serviços durante o período de transição, prevê-se que a **ANEEL poderá revisar os pesos, bem como a metodologia do fator X.**

O cálculo do Q_{COMERCIAL} considera os 5 indicadores (FER, IASC, INS, IAb e ICO). Ressalta-se que o IASC apesar de não ser, por definição, um indicador comercial será assim considerado para efeito de simplificação.

Para o cálculo do componente Q_{TÉCNICO} são considerados os indicadores internos, como na metodologia do 3CRTP. Todavia, no estabelecimento do *ranking* e verificação do atendimento dos padrões os indicadores globais são utilizados.

Trajетória de qualidade técnica e comercial

Componente Q do Fator X - Metodologia 4°CRTP

Introdução dos indicadores comerciais

Aplicação gradativa dos pesos dos indicadores

Consideração de um período de transição que corresponde ao interstício de abril de 2016 a março de 2019, quando os indicadores de qualidade comercial serão aplicados gradualmente na medida que passem (ou tenham passado em 2015) pela RT.

Ano	Regra	Δi	Pesos		concess.1	concess.2	concess.3
			>60 mil UCs	<60 mil UCs	rev. jul/15	rev. ago/16	rev. mar/19
2015	REGRAS ATUAIS	-1	DEC 50%	DEC 50%	REVISÃO	reajuste	reajuste
			FEC 50%	FEC 50%			
2016	NOVA REGRA	-1	DEC 30%	DEC 30%	REAJUSTE	REVISÃO	reajuste
			FEC 30%	FEC 30%			
2017		-1	DEC 37,5%	DEC 37,5%	REAJUSTE	REAJUSTE	reajuste
			FEC 30%	FEC 30%			
			FER 3%	FER 3,75%			
			IASC 3%	IASC 3,75%			
			TELE 1,5%				
2018		-1	DEC 45%	DEC 45%	REAJUSTE	REAJUSTE	REVISÃO
			FEC 27%	FEC 27%			
			FER 7,2%	FER 9%			
			IASC 7,2%	IASC 9%			
			TELE 3,6%				
2019		-1	DEC 50%	DEC 50%	REAJUSTE	REAJUSTE	REAJUSTE
			FEC 20%	FEC 20%			
			FER 10%	FER 15%			
			IASC 10%	IASC 15%			
			TELE 10%				

i = DEC, FEC, FER, IASC, INS, IAB e ICO

- Será mantida a aplicação da metodologia do 3CRTP até a chegada do 4CRTP da concessionária;
- A progressão dos pesos dos indicadores comerciais foi conjugada com a transição da amplitude, que passará de +-1% no modelo da 3CRTP para +-2% a partir de abril de 2019;
- O indicador DEC toma relevância frente ao FEC, aumentando gradualmente até chegar ao patamar de peso igual a 50% em 2019, frente 20% do FEC.

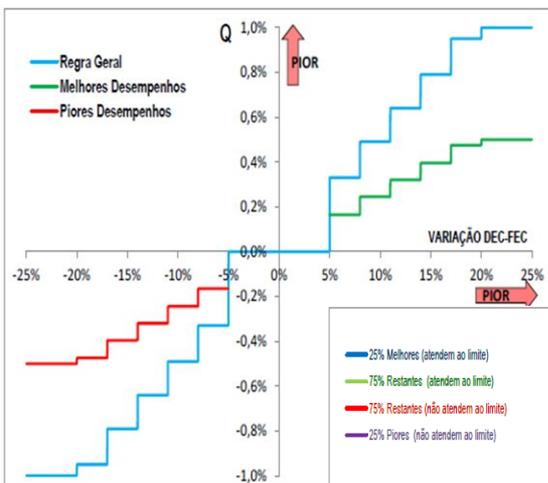
Trajetória de qualidade técnica e comercial

Componente Q do Fator X - Metodologia 4^oCRTP

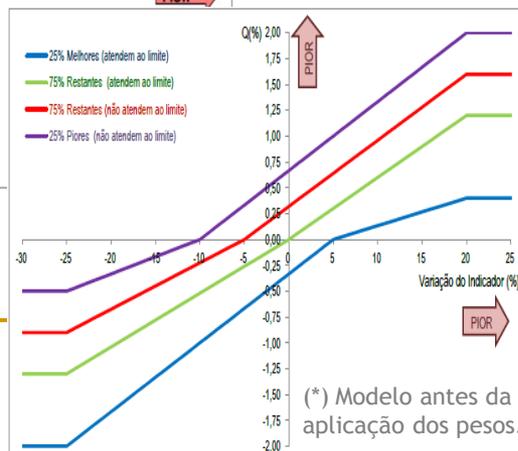
Alteração para funções contínuas

O modelo de cálculo do Componente Q do 3CRTP considerava apenas os indicadores técnicos e utilizava de **funções discretas** (degraus). Na nova proposição tanto os indicadores comerciais quanto os técnicos são avaliados por meio de **retas contínuas**. Ambos modelos são apresentados nos gráficos abaixo:

3CRTP



4CRTP(*)



(*) Modelo antes da aplicação dos pesos.

O novo modelo geral que passa a ser utilizado para cálculo do Q_i de cada indicador i (DEC, FEC, FER, IASC, INS, IAb, ICO). Observa-se que:

- O valor de cada parcela de qualidade (Q_i) é função da variação do indicador de qualidade em 2 anos anteriores consecutivos (Δi);
- Valores negativos de Q_i indicam redução do Fator X, por conseguinte, elevação da Parcela B e, em última instância, aumento da tarifa. Por outro lado, Q_i positivo leva à redução da tarifa;
- Variações positivas dos indicadores ($\Delta i > 0$) indicam piora da qualidade para qualquer um dos 8 indicadores, e variações negativas ($\Delta i < 0$) significam melhora da qualidade;
- Cada indicador de qualidade possui modelo próprio, adaptado às suas características e ao incentivo que se quer promover.

Trajetória de qualidade técnica e comercial

Componente Q do Fator X - Metodologia 4ºCRTP

Introdução dos indicadores comerciais

Análise do modelo de cálculo do Componente Q do 4CRTP:

- A separação das distribuidoras em 2 grupos pelo critério de porte (> 1 TWh ou ≤ 1 TWh) foi mantida. O critério para divisão dos 2 grupos é estabelecido no âmbito da avaliação anual do *ranking* de continuidade dos serviços, que deverá incorporar também a divulgação dos indicadores comerciais.
- As concessionárias serão divididas entre as que atendem ao padrão e aquelas que não atendem o padrão estabelecido. Por sua vez, cada um desses 2 grupos serão divididos em 2 classes de distribuidoras: a composta por 25% das melhores (ou piores) e a dos demais 75%.



A divisão das classes das distribuidoras tem o objetivo de permitir a aplicação do grau de incentivo pela qualidade prestada!

Trajetória de qualidade técnica e comercial

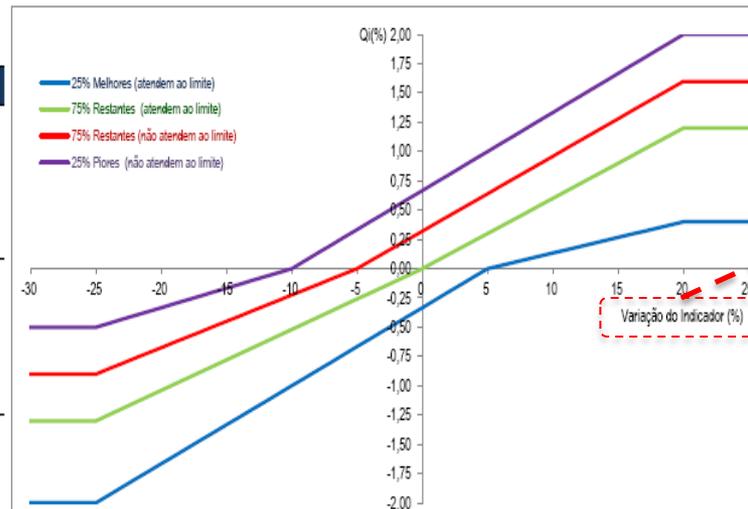
Componente Q do Fator X - Metodologia 4°CRTP

Introdução dos indicadores comerciais

Foram desenvolvidos modelos para cada indicador da qualidade técnica e comercial, onde se observa as retas que caracterizam as 4 classes de distribuidoras. São descritas também as equações dessas retas e os respectivos parâmetros.

Como exemplo, é apresentado abaixo o modelo do indicador DEC:

Classe	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem ao padrão)	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -2,00$
	$-25\% < \Delta i < 5\%$	$Q_i = 0,0667 \times \Delta i - 0,333$
	$5\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0267 \times \Delta i - 0,133$
	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 0,400$
75% restantes (atendem ao padrão)	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -1,30$
	$-25\% < \Delta i < 0\%$	$Q_i = 0,0520 \times \Delta i$
	$0\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0600 \times \Delta i$
75% restantes (não atendem ao padrão)	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 1,20$
	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -0,900$
	$-25\% < \Delta i < -5\%$	$Q_i = 0,0450 \times \Delta i + 0,225$
25% piores (não atendem ao padrão)	$-5\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0640 \times \Delta i + 0,320$
	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 1,60$
	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -0,500$
	$-25\% < \Delta i < -10\%$	$Q_i = 0,0333 \times \Delta i + 0,333$
	$-10\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0667 \times \Delta i + 0,667$
	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 2,00$



Por meio da variação dos indicadores nos últimos 2 anos (eixo x) e a classe em percentual da concessionária se obtém a parcela de qualidade (eixo y).

Cada classe de distribuidora, identificada por retas distintas, possui diferentes parâmetros de tolerância, inclinação, amplitude e saturação.

Trajetória de qualidade técnica e comercial

Componente Q do Fator X - Metodologia 4ºCRTP

Exemplo prático de aplicação da metodologia

Determinação do Componente Q por meio da aplicação das seguintes etapas:

1º Etapa) Segregação das distribuidoras pelo critério de porte, pequeno porte (<1TWh) e de grande porte (>1TWh);

2.1) Cálculo de indicadores globais e definição dos indicadores de desempenho (razão do valor dos indicadores)

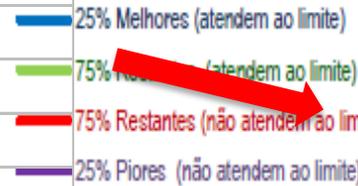
2.2) Cálculo de indicadores de desempenho anual (razão do valor dos indicadores)

2.3) Ordenação, de forma crescente, dos desempenhos relativos globais.

3º Etapa) Classificação das distribuidoras quanto ao atendimento dos padrões

4º Etapa) Classificação das distribuidoras nas 4 classes atendidas:

Distribuidoras	
EMG	
ELEKTRO	
CELG-D	
EPB	
ETO	
ENF	
EVP	
ELO	
ELETROACRE	
CPFL Sul Paulista	



Distribuidora	
EMG	
ELEKTRO	
CELG-D	
EPB	
ETO	

Separação das distribuidoras em 2 grupos pelo critério de porte (> 1 TWh ou < 1 TWh).

5º Etapa) Determinação da variação do indicador, a partir da variação definida na 5ª Etapa.

PEQUENO PORTE (< 1TWh)	
Distribuidora	
ENF	
EVP	
ELO	
ELETROACRE	
CPFL Sul Paulista	

Critério para divisão estabelecido no âmbito da avaliação anual do (2013 e 2014) anteriores em serviços, que deverá incorporar também a divulgação dos indicadores comerciais.

Trajетória de qualidade técnica e comercial

Alteração no Cálculo do Componente de Qualidade - Q

Exemplo prático de aplicação da metodologia

Exemplo de aplicação:

2º Etapa) Aplicação da regra de divisão dos grupos conforme definição do DGC (Item 5.8.5 da Seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST)

- 2.1) Cálculo dos indicadores anuais globais e definição dos limites;
- 2.2) Cálculo do desempenho relativo anual (razão do valor apurado pelo limite dos indicadores)
- 2.3) Ordenação dos desempenhos relativos globais.

2º Etapa) Aplicação da regra de divisão dos grupos conforme definição do DGC (Item 5.8.5 da Seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST)

- 2.1) Cálculo dos indicadores anuais globais e definição dos limites;
- 2.2) Cálculo do desempenho relativo anual (razão do valor apurado pelo limite dos indicadores)
- 2.3) Ordenação dos desempenhos relativos globais.

- 3º Etapa) Classificação das distribuidoras quanto ao atendimento dos padrões.
- 4º Etapa) Classificação das distribuidoras nas 4 (quatro) classes abaixo listadas:

GRANDE PORTE (> 1TWh)			
Distribuidora	2014		
	DEC	LIMITE	Apurado/Limite
CELG-D	40,40	16,63	2,429
EMG	9,45	11,85	0,798
EPB	21,02	23,59	0,891
ETO	33,13	32,32	1,025

RANKING DISTRIBUIDORAS GRANDE PORTE (> 1TWh)		
POSICÃO RANKING	Distribuidora	Apurado/Limite
1º	EMG	0,798
2º	EPB	0,891
3º	ELEKTRO	0,910
4º	ETO	1,025
5º	CELG-D	2,429

- 5º Etapa) Determinação do Componente de Qualidade do indicador, a partir da variação definida na 5ª Etapa.
- 6º Etapa) Determinação do Componente de Qualidade do indicador, a partir da variação definida na 5ª Etapa.

PEQUENO PORTE (< 1TWh)			
Distribuidora	2014		
	DEC	LIMITE	Apurado/Limite
CPFL Sul Paulista	9,69	10,72	0,904
ELETROACRE	63,68	38,61	1,649
EVP	6,43	10,60	0,607
ENF	6,46	12,40	0,521
ELO	5,92	8,40	0,705

RANKING DISTRIBUIDORAS PEQUENO PORTE (< 1TWh)		
POSICÃO RANKING	Distribuidora	Apurado/Limite
1º	ENF	0,521
2º	EVP	0,607
3º	ELO	0,705
4º	CPFL Sul Paulista	0,904
5º	ELETROACRE	1,649

$$Var = \frac{\text{Apurado}}{\text{Limite}}$$

Trajетória de qualidade técnica e comercial

Exemplo de aplicação

Exemplo prático de aplicação da metodologia

3º Etapa) Classificação das distribuidoras quanto ao atendimento dos padrões.

Determinação do Componente Q por meio da aplicação das seguintes etapas:

1º Etapa) Segregação das distribuidoras pelo critério de porte, pequeno e grande porte (>1TWh);

2º Etapa) Classificação das distribuidoras em grupos conforme definido na Tabela 5.8.5 da Seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST;

RANKING DISTRIBUIDORAS GRANDE PORTE (> 1TWh)		
POSICÃO RANKING	Distribuidora	Apurado/Limite
1º	EMG	0,798
2º	EPB	0,891
3º	ELEKTRO	0,910
4º	ETO	1,025
5º	CELG-D	2,429

GRANDE PORTE (> 1TWh)	
ATENDEM AOS PADRÕES	
Distribuidora	Apurado/Limite
EMG	0,798
EPB	0,891
ELEKTRO	0,910

GRANDE PORTE (> 1TWh)	
NÃO ATENDEM AOS PADRÕES	
Distribuidora	Apurado/Limite
ETO	1,025
CELG-D	2,429

3º Etapa) Classificação das distribuidoras quanto ao atendimento dos padrões.

4º Etapa) Classificação das distribuidoras em classes abaixo listadas.

RANKING DISTRIBUIDORAS PEQUENO PORTE (< 1TWh)		
POSICÃO RANKING	Distribuidora	Apurado/Limite
1º	ENF	0,521
2º	EVP	0,607
3º	ELO	0,705
4º	CPFL Sul Paulista	0,904
5º	ELETROACRE	1,649

PEQUENO PORTE (< 1TWh)	
ATENDEM AOS PADRÕES	
Distribuidora	Apurado/Limite
ENF	0,521
EVP	0,607
ELO	0,705
CPFL Sul Paulista	0,904

PEQUENO PORTE (< 1TWh)	
NÃO ATENDEM AOS PADRÕES	
Distribuidora	Apurado/Limite
ELETROACRE	1,649

5º Etapa) Determinação da variação do Componente Q do indicador, a partir da variação definida na 5ª Etapa.

6º Etapa) Determinação do Componente Q do indicador, a partir da variação definida na 5ª Etapa.

Trajетória de qualidade técnica e comercial

Exemplo de aplicação

Exemplo prático de aplicação da metodologia

4º Etapa) Classificação das distribuidora nas 4(quatro) classes:

Determinação do Componente Q por meio da aplicação das seguintes etapas:

1º Etapa)	GRANDE PORTE (> 1TWh)		GRANDE PORTE (> 1TWh)		PEQUENO PORTE (< 1TWh)		PEQUENO PORTE (< 1TWh)	
	Distribuidora	Apurado/Limite	Distribuidora	Apurado/Limite	Distribuidora	Apurado/Limite	Distribuidora	Apurado/Limite
2º Etapa)	ATENDEM AOS PADRÕES		NÃO ATENDEM AOS PADRÕES		ATENDEM AOS PADRÕES		NÃO ATENDEM AOS PADRÕES	
PRODIST)	EMG	0,798	ETO	1,025	ENF	0,521	ELETROACRE	1,119
	EPB	0,891	CELG-D	2,429	EVP	0,607		
	ELEKTRO	0,910			ELO	0,705		
					CPFL Sul Paulista	0,904		

- 2.1) Cálculo dos indicadores anuais globais e definição dos limites
- 2.2) Cálculo do desempenho relativo anual (razão do valor apurado pelo limite dos indicadores)
- 2.3) Ordenação, de forma crescente, dos desempenhos relativos globais.

3º Etapa) Classificação das distribuidora quanto ao atendimento dos padrões.

4º Etapa) Classificação das distribuidora nas 4 classes abaixo listadas:

GRANDE PORTE (> 1TWh)		GRANDE PORTE (> 1TWh)		PEQUENO PORTE (< 1TWh)		PEQUENO PORTE (< 1TWh)	
Distribuidora	Classificação	Distribuidora	Classificação	Distribuidora	Classificação	Distribuidora	Classificação
EMG	25% melhores que atendem ao padrão	ETO	75% restantes que não atendem ao padrão	ENF	25% melhores que atendem ao padrão	ELETROACRE	25% piores que não atendem ao padrão
EPB	75% restantes que atendem ao padrão	CELG-D	25% piores que não atendem ao padrão	EVP	75% restantes que atendem ao padrão		
ELEKTRO	75% restantes que atendem ao padrão			ELO	75% restantes que atendem ao padrão		
				CPFL Sul Paulista	75% restantes que atendem ao padrão		

5º Etapa) Determinação da variação do indicador Q do indicador, a partir da variação definida na 5º Etapa.

- 25% Melhores (atendem ao limite)
- 75% Restantes (atendem ao limite)
- 75% Restantes (não atendem ao limite)
- 25% Piores (não atendem ao limite)

Componente Q do indicador, a partir da variação definida na 5º Etapa.

Trajetória de qualidade técnica e comercial

Exemplo de aplicação

Exemplo prático de aplicação da metodologia

5º Etapa) Determinação da variação do indicador (Δi), comparativo dos 2 últimos anos (2013 e 2014) anteriores ao ano em curso.

Determinação do componente q por meio da aplicação das seguintes etapas:

1º Etapa) Segregação das distribuidoras pelo critério de porte, pequeno porte (<1TWh) e de grande porte (>1TWh);

2º Etapa) Aplicação da regra de divisão dos grupos conforme definição do DGC (Item 5.8.5 da Seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST)

Para análise da variação dos indicadores de continuidade são considerados os valores internos (DECI e FECi)

2.1) Cálculo dos indicadores anuais globais e definição dos limites;

2.2) Cálculo do desempenho relativo anual (razão do valor apurado pelo limite dos indicadores)

2.3) Ordenação, de forma crescente, dos desempenhos relativos globais.

$$\Delta i[\%] = 100 \cdot \left(\frac{\text{Realizado 2014}}{\text{Realizado 2013}} - 1 \right)$$

3º Etapa) Classificação das distribuidoras em função do desempenho relativo dos padrões

GRANDE PORTE (> 1TWh)				
Distribuidora	Classificação	VALOR DO DECI		Variação $\Delta i\%$ (2013-2014)
		2013	2014	
EMG	25% melhores que atendem ao padrão	9,77	9,45	-3,275
EPB	75% restante que atendem ao padrão	20,00	20,87	4,350
ELEKTRO	75% restante que atendem ao padrão	8,31	8,13	-2,166
ETO	75% restante que não atendem ao padrão	37,96	33,14	-12,698
CELG-D	25% piores que não atendem ao padrão	38,99	39,69	1,795

PEQUENO PORTE (< 1TWh)				
Distribuidora	Classificação	VALOR DO DECI		Variação $\Delta i\%$ (2013-2014)
		2013	2014	
ENF	25% melhores que atendem ao padrão	6,80	6,47	-4,853
EVP	75% restante que atendem ao padrão	5,74	6,00	4,530
ELO	75% restante que atendem ao padrão	3,84	4,19	9,115
CPFL Sul Paulista	75% restante que atendem ao padrão	8,85	9,61	8,588
ELETROACRE	25% piores que não atendem ao padrão	69,72	61,57	-11,690

5º Etapa) Determinação da variação do indicador (Δi), comparativo dos 2 últimos anos (2013 e 2014) anteriores ao ano em curso.

5º Etapa) Determinação da variação do indicador (Δi), comparativo dos 2 últimos anos (2013 e 2014) anteriores ao ano em curso.

6º Etapa) Determinação do componente q do indicador, a partir da variação definida na 5ª Etapa.

Trajetória de qualidade técnica e comercial

Exemplo de aplicação

Exemplo prático de aplicação da metodologia

6ª Etapa) Determinação do Componente Q do indicador, a partir da variação definida na 5ª Etapa.

Determinação do Componente Q por meio da aplicação das seguintes etapas:

1ª Etapa) Definição do critério de porte, pequeno porte (<1TWh) e grande porte (>1TWh)

Distribuidora	Classificação	Variação Δi% (2013-2014)
EMG	25% melhores que atendem ao padrão	-5,275
EPB	75% restante que atendem ao padrão	4,350
ELEKTRO	75% restante que atendem ao padrão	2,466
ETO	75% restante que não atendem ao padrão	-11,698
CELG-D	25% piores que não atendem ao padrão	1,795

2ª Etapa) Ordenação, de forma crescente, dos desempenhos relativos dos grupos conforme definição de DEC (índice de desempenho relativo anual (razão do valor apurado em relação ao valor de referência))

3ª Etapa) Classificação das distribuidora quanto ao atendimento dos padrões

4ª Etapa) Classificação das distribuidora nas 4 classes abaixo listadas:

Distribuidora	Classificação	Variação Δi% (2013-2014)
ENF	25% melhores que atendem ao padrão	-4,853
EVP	75% restante que atendem ao padrão	4,530
CPFL Sul Paulista	75% restante que atendem ao padrão	8,588
ELETROACRE	25% piores que não atendem ao padrão	-11,690

5ª Etapa) Determinação do Componente Q do indicador, a partir da variação definida na 4ª Etapa.

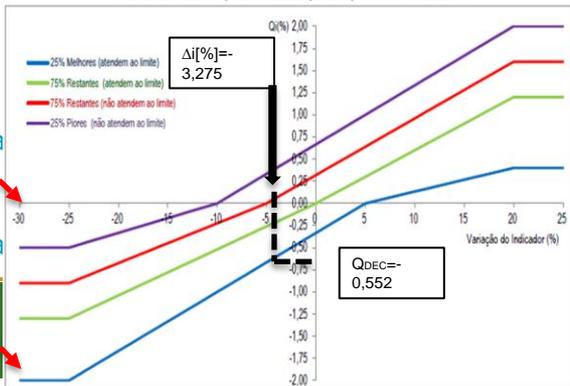
6ª Etapa) Determinação do Componente Q do indicador, a partir da variação definida na 5ª Etapa.

$$Q = 0,50.Q_{DEC} + 0,20.Q_{FEC} + 0,10.Q_{FER} + 0,10.Q_{IASC} + 0,04.Q_{INS} + 0,03.Q_{IAb} + 0,03.Q_{ICO}$$

Tabela I.1 – Equação e Parâmetros para as classes modelagem Indicador DEC

Classe	Faixa de variação	Curva
	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -2,00$
	$-25\% < \Delta i < 5\%$	$Q_i = 0,0667x\Delta i - 0,3333$
	$5\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0267x\Delta i - 0,133$
	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 0,400$
	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -1,30$
75% restantes (atendem ao padrão)	$-25\% < \Delta i < 0\%$	$Q_i = 0,0520x\Delta i$
	$0\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0600x\Delta i$
	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 1,20$
	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -0,900$
75% restantes (não atendem ao padrão)	$-25\% < \Delta i < -5\%$	$Q_i = 0,0450x\Delta i + 0,225$
	$-5\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0640x\Delta i + 0,320$
	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 1,60$
	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -0,500$
25% piores (não atendem ao padrão)	$-25\% < \Delta i < -10\%$	$Q_i = 0,0333x\Delta i + 0,333$
	$-10\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0667x\Delta i + 0,667$
	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 2,00$

Gráfico I.1 – Curvas para o modelo aplicado para o Indicador DEC



Variação do indicador no eixo x!

$Q_{DEC} = 0,0667 \Delta i - 0,333$ Melhores (atendem ao limite)

75% Restantes (atendem ao limite)

$Q_{DEC} = -0,552$ 75% Restantes (não atendem ao limite)

25% Piores (não atendem ao limite)

Investimentos e BRR

- A Adoção do banco de preços referenciais. Entretanto não houve consenso quanto ao início da sua aplicação e em relação a base de dados utilizada. Por isso optou-se pela aplicação do **Banco de preços simplificado**.
 - Adoção do conceito de módulo construtivo para classificação dos TUC's.
 - Aplicação do banco de preços sobre os investimentos incrementais entre a data base do laudo do 3 CRTP de agora.
 - Data base para entrega do laudo de avaliação definida como 6 meses antes da data de revisão tarifária.
 - Mantém-se a interpretação que diferentemente dos “custos operacionais” a base de remuneração se aproxima da tarifação pelo custo do serviço. Entretanto para “harmonizar” o reconhecimento dos custos de investimento pela aplicação de um método comparativo.
-

Investimentos e BRR

- O banco de preços é formado pelo “custo de reposição otimizado e depreciado” ou valor novo de reposição - VNR.
- O VNR é definido pela soma: **Equipamentos principais + Componentes menores + Custos adicionais + Juros sobre obras em andamento, como no 3º CRTP.**
- Os equipamentos principais são valorados pelo banco de preços de compra da empresa e pelo valor médio de fábrica obtidos a partir do banco de compras da empresa.
- Os componentes menores e os custos adicionais sofreram grande modificação passando a ser valorados pelo banco de preços referenciais com valores regulatórios definidos de forma modular.
- Para o juros sobre obras em andamento manteve-se o tratamento regulatório já adotado.
- O banco de preços simplificado = Banco de preços de compra das empresas (EP) e Banco de preços referenciais (COM + CA).

Investimentos e BRR

- No banco de preços de compra da empresa os equipamentos principais sofrem a dedução da parcela de ICMS recuperada em 48 meses sem correção monetária. Sendo assim adotou-se a premissa que este tributo deve ser recuperado.
- No banco de preços referenciais existe uma metodologia para classificação e valoração dos custos reconhecidos de COM e CA com base na definição dos módulos construtivos, ou tipos de obras, que demandam específicas proporções de COM e CA para sua execução. Este banco de preços é definido por agrupamentos de empresas com características semelhantes.
- Os módulos foram classificados em essenciais e acessórios.
- As duas classificações foram divididas em TUC's, onde cada TUC, revelou seu percentual no VOC (valor original contábil).
- A valoração passou a depender das características construtivas de distribuidoras “semelhantes” definidas por regras de agrupamento com base na sua complexidade de construção.

Investimentos e BRR

Tabela 4 – Representatividade dos TUCs

Categoria	TUC	% VOC		
	Descrição	Indiv.	agreg.	categ.
ESSENCIAIS	Condutores Rede Aérea	24,356%	29%	92%
	Condutores Rede Subterrânea	1,754%		
	Condutores Subestação	0,093%		
	Condutores Linha	2,777%		
	Postes Rede	26,359%	28%	
	Postes Subestação	0,027%		
	Postes Linha	1,115%		
	Torres Rede	0,002%	2%	
	Torres Subestação	0,007%		
	Torres Linha	1,858%		
	Sistema de Medição	13,734%	14%	
	Trafos-D Rede Aérea	15,675%	16%	
	Trafos-D Rede Subterrânea	0,178%		
Trafos-F Subestação	3,677%	4%		
ACESSÓRIAS	Chaves	2,300%	6%	8%
	Religadores	1,855%		
	Trafos de Medida	0,751%		
	Disjuntores	0,737%		
	demais	2,746%	3%	

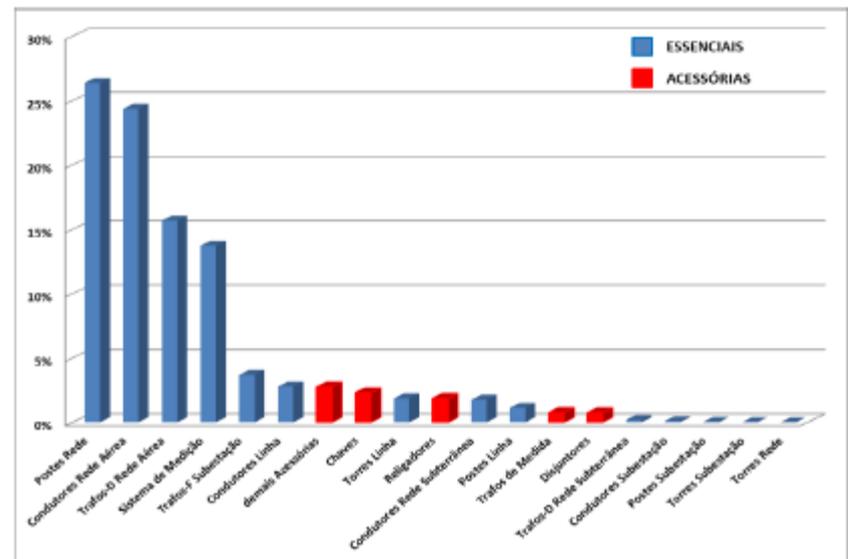


Figura 6 – Representatividade dos TUCs - %VOC individualizados

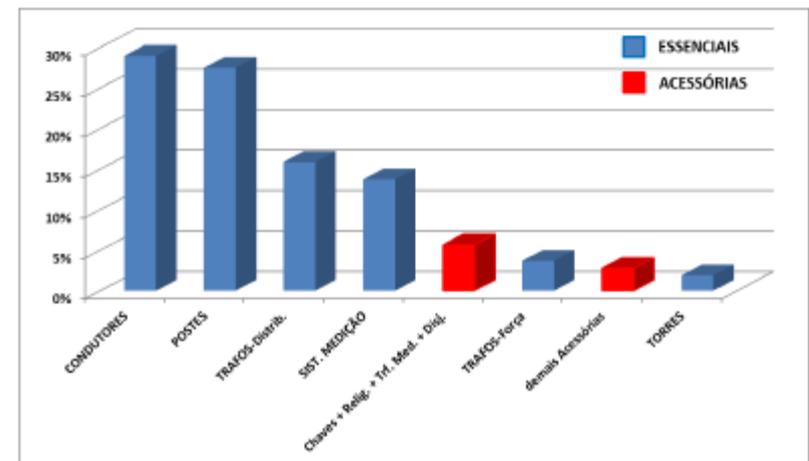


Figura 7 – Representatividade dos TUCs - %VOC agregados

Investimentos e BRR

Com a classificação modular foi possível calcular a média para o Brasil dos percentuais de COM e CA, entretanto existem características individuais de cada empresa que as levam a possuir referenciais distintos de COM e CA, por isso as empresas foram agrupadas:

Tabela 7 – Agrupamentos de Empresas

Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5
<ul style="list-style-type: none">• AME• CELPA• ELETROPAULO• LIGHT• CERON• ELETROACRE• AMPLA• CEMIG	<ul style="list-style-type: none">• CEEE• COPEL• BANDEIRANTE• ESCELSA• CEB• PIRATININGA• RGE• ELEKTRO• CELESC• CEMAR• AES-SUL• CPFL PAULISTA• CELG• CEMAT• EMG• CELPE• COELBA	<ul style="list-style-type: none">• COELCE• CELTINS• ENERSUL• ESE• CEAL• CEPISA• COSERN• EPB	<ul style="list-style-type: none">• BOA VISTA• CAIUÁ• CHESP• CJE• CLFM• CNEE• CPEE• SANTA CRUZ• CSPE• EBO• EDEVP• IEB• IENF• IDMEPC• ELFSM• SULGIPE	<ul style="list-style-type: none">• CFLO• COCEL• COOPERAL• DEMEI• EFLJC• EFLUL• ELTROCAR• FORCEL• HIDROPAN• IENERGIA• MUX ENERGIA• UHENPAL

Investimentos e BRR

Onde o método de classificação foi escolhido pela classificação supervisionada de acordo com índices ambiental e econômico, calculados de forma a identificar a complexidade de construção da concessionária.

Após agrupadas os percentuais de COM e CA reconhecidos foram calculados com base nos valores médios dos grupos selecionados para cada módulo.

Os agrupamentos foram caracterizados quanto suas características. Em média o grupo 1 teve valores de COM e CA acima da média brasileira e o grupo 5 abaixo.

Diferenciação dos grupos em relação a média Brasil:

Tabela 8 – Diferenciação entre Grupos em Relação à Média (Grande Porte)

Grupo	COM	CA
1	18,23%	8,95%
2	-8,51%	-2,09%
3	-19,86%	-18,51%

Tabela 9 – Diferenciação entre Grupos Relação à Média (Pequeno Porte)

Grupo	COM	CA
4	2,82%	4,11%
5	-12,55%	-20,89%

Investimentos e BRR

A metodologia do banco de preços portanto valora os ativos com base nos seguintes critérios:

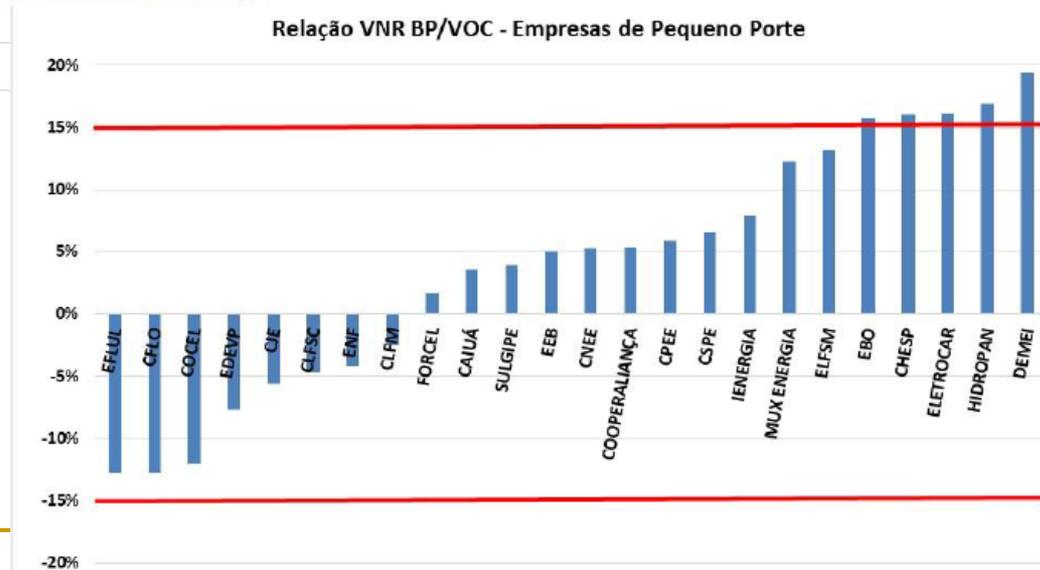
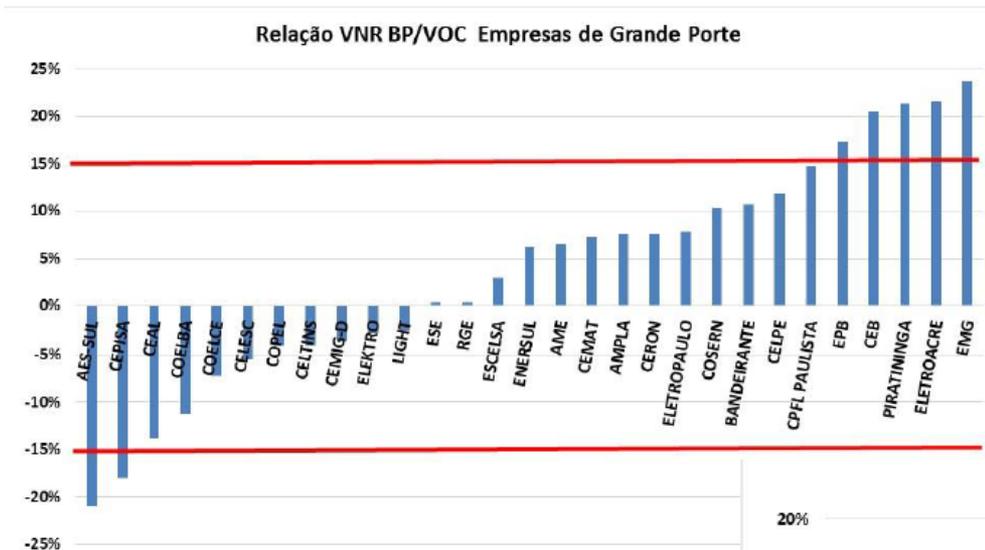
Tabela 10 – Atributos do Banco de Preços Referenciais

Tipos de bens (TUC)	Tipologias	Características da Concessão
<ul style="list-style-type: none">• Essenciais<ul style="list-style-type: none">• Estrutura (poste/torre)• Condutor• Medidor• Transformador• Acessórias<ul style="list-style-type: none">• Religadores• Para-raios• Etc.• Infraestrutura<ul style="list-style-type: none">• Sistemas• Edif.; câmara, etc.	<ul style="list-style-type: none">• Rede Dist. Aérea Urbana• Rede Dist. Aérea Rural• Rede Dist. Subt. Urbana• Rede Dist. Subt. Rural• Linha de Distribuição• Subestação de Distribuição• Sistema de Medição	<ul style="list-style-type: none">• Características Ambientais<ul style="list-style-type: none">• Área de atuação• Precipitação pluviométr.• Mobilidade urbana• Vegetação• Estradas• Declividade• Habitações precárias• Densidade de rede• Características Econômicas<ul style="list-style-type: none">• Salários• Porte da empresa<ul style="list-style-type: none">• Grandes• Pequenas

Onde o módulo é definido por TUC e tipologia e o percentual de COM e CA para cada módulo calculado como a média das concessões agrupadas por complexidade de construção

Investimentos e BRR

Resultados:



Houve uma correção de 10% para cima, sem esta correção muitas empresas perderiam.

Investimentos e BRR

Aplicação:

Os ativos serão avaliados em conjunto dos laudos de avaliação, onde o banco de preços será aplicado apenas sobre os bens essenciais e acessórios. Há uma outra categoria de bens de infraestrutura (menos representativa) onde seu valor será retirado do AIS, ou seja, aplicando o VOC atualizado pelo IPCA.

Os bens atípicos também serão valorados pelo VOC atualizado, porém serão fiscalizados.

Por fim a BAR será uma proporção do AIS.

Atualização:

O banco de preços será atualizado a cada três anos. A metodologia será revisitada após 6 anos da primeira homologação.

Serão incluídos novos módulos a cada atualização de preços. Onde a empresa deverá apresentar a proposta de inclusão.

Investimentos e BRR

Tratamento das novas tecnologias:

O banco de preços da distribuidora é aplicado sobre os componentes principais, portanto este incentivo já estaria contemplado devido a este reconhecimento ser tipo “*cost-plus*”.

Visa em um segundo momento a adequação do MCPSE e criação de novos módulos.

Tratamento da melhoria na qualidade:

Observar a evolução do indicador de qualidade e valorar os ativos com um valor adicional em relação ao valor médio.

Investimentos e BRR

BAR:

A BAR continua sendo calculada como uma proporção do AIS. Seguindo as mesmas regras de segregação do 3º CRTP, entre aluguéis veículos e equipamentos de informática.

Sua meta é definida como um decaimento exponencial no % BAR/(AIS-IA), existindo portanto, incentivo a eficiência para as anuidades:

$$BAR = 2,7164 \cdot (AIS - IA)^{-0,167+1} \cdot (IGPM_1/IGPM_0)^{0,167}$$

JOA:

Definidos com base no WACC médio entre o atual e o passado e nos prazos médios de construção (Ofício 029/2914 - SRE:

Tabela 15: Prazos Médios de Construção

Tipologia Atual	Prazo Atual (meses)	Tipologia Proposta	Prazo Proposto (meses)
Redes de distribuição aéreas e subterrâneas	3	Redes de distribuição aéreas	4
		Redes de distribuição subterrâneas	5
Linhas de Distribuição aéreas	8	Linhas de Distribuição aéreas e subterrâneas	11
Subestações de Linhas de Distribuição subterrâneas	12	Subestações	7

Remuneração do Capital

O CAPM:

$$r_p = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_B \quad (1)$$

onde:

r_p : custo de capital próprio;

r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;

β : beta do setor regulado;

r_m : taxa de retorno do mercado; e

r_B : prêmio de risco país.

O WACC

$$r_{WACC} = (P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d \quad (3)$$

onde:

r_{wacc} : custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;

r_p : custo do capital próprio real depois de impostos;

r_d : custo da dívida real depois de impostos;

P : capital próprio;

D : capital de terceiros ou dívida;

V : soma do capital próprio e de terceiros;

Remuneração do Capital

Resultados:

WACC		1º Ciclo	2º Ciclo	3º Ciclo	4º Ciclo (Final)
WACC (real, antes de impostos)	%	17,07%	15,08%	11,36%	12,26%
WACC (real, depois de impostos)	%	11,26%	9,95%	7,50%	8,09%
Custo de Capital Próprio Nominal	%	17,47%	16,72%	13,43%	13,57%
Custo da Dívida Nominal	%	15,76%	14,96%	11,26%	11,63%
Proporção de Capital Próprio	%	50,00%	42,84%	45,00%	51,24%
Proporção de Capital de Terceiros	%	50,00%	57,16%	55,00%	48,76%
Aliquota tributária marginal efetiva	%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%
Inflação Média dos EUA	%	2,40%	2,60%	2,45%	2,41%
Custo do Capital de Terceiros	%	15,76%	14,96%	11,26%	11,63%
Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco	%	6,01%	5,32%	4,87%	5,64%
Prêmio de risco de crédito	%	3,67%	2,96%	2,14%	3,37%
Prêmio de risco país	%	4,08%	4,91%	4,25%	2,62%
Risco Cambial	%	2,00%	1,78%	0,00%	0,00%
Custo de Capital Próprio	%	17,47%	16,72%	13,43%	13,57%
Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco	%	6,01%	5,32%	4,87%	5,64%
Beta do Setor Regulatório	#	0,264	0,556	0,740	0,703
Prêmio de risco do mercado de referência	%	7,76%	6,09%	5,82%	7,56%
Prêmio de risco país	%	4,08%	4,91%	4,25%	2,62%
Risco Cambial	%	2,00%	1,78%	0,00%	0,00%
Risco Regulatório	%	3,33%	1,33%	0,00%	0,00%

Remuneração do Capital

Resultados com incentivos e questões tributárias:

WACC	Alíquota de IRPJ e CSLL	Taxa
WACC real antes dos impostos ^a	Isento	9,97%
WACC real antes dos impostos ^b	15,25%	10,77%
WACC real antes dos impostos ^c	24%	11,45%
WACC real antes dos impostos ^d	34%	12,26%

- a) concessionárias isentas de impostos sobre a renda;
- b) concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM;
- c) concessionárias com lucro regulatório inferior a R\$240.000; e
- d) todas as demais.

Remuneração dos recursos da RGR destinados ao PLpT de 01/15 a 12/17: **0,73%** a.a. Remuneração do recursos não destinados ao PLpT: **2,88** a.a. em termos reais.

Recálculo a cada 3 anos e revisão da metodologia em 6 anos.

Outras receitas

Comentários sobre a proposta aprovada:

- As “outras receitas” foram divididas em: i) receitas inerentes ao serviço; ii) atividades complementares; iv) atividades atípicas.
 - As receitas inerentes são adicionais ao fornecimento e fazem parte da essência da concessão, estando portanto cobertas pela receita regulatória, como o serviços cobráveis, encargos de conexão e ultrapassagem de demanda e excedente de reativos.
 - As outras atividades complementares também estão cobertas como os contratos de compartilhamento e sistemas de comunicação.
 - As atividades atípicas envolvem critérios de escolha, tais como a prestação de serviços a terceiros (como consultoria, engenharia, etc).
 - O tratamento regulatório da ultrapassagem de demanda e excedente de reativos será feito em um módulo específico.
 - O percentual de compartilhamento será fixo em 60% para maioria das atividades refletindo a média compartilhada no 3 CRTP em relação a receita Bruta, apenas algumas ficaram com 30%.
-

Outras receitas

Tabela 4 - Quadro Resumo das Outras Receitas

Natureza	Descrição das atividades	Compartilhamento
Atividade inerente ao serviço	Serviços Cobráveis	60%
Atividades acessórias próprias	Arrecadação de convênios ou valores pela fatura	60%
	Arrecadação de faturas de terceiros por estrutura própria	60%
	Veiculação de publicidade	60%
	Aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos	60%
	Compartilhamento de infraestrutura	60%
	Serviços de avaliação técnica e aferição de medidores.	60%
	Operacionalização de serviço de créditos tributários	60%
Atividades acessórias complementares	Elaboração de projeto, construção, operação, manutenção ou reforma de: <i>(1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras;</i>	60%
	<i>(2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão;</i>	60%
	<i>(3) subestações de energia;</i>	60%
	<i>(4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras;</i>	60%
	<i>(5) banco de capacitores;</i>	60%
	<i>(6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão;</i>	60%
	<i>(7) sistemas de medição de energia elétrica;</i>	60%
	<i>(8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída;</i>	30%
	<i>(9) sistemas de iluminação pública.</i>	60%
	Eficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei	30%
	Serviços de comunicação de dados	30%
Serviços de consultoria	60%	

Outras receitas

Tabela 5 - Receita bruta e estimativa de compartilhamento das Outras Receitas

Dados	Receita Bruta 3CRTP	Reversão3 CRTP	Metodologia Final
3 CRTP	R\$ 1.146 milhões	R\$ 702 milhões	R\$ 687 milhões

Para as atividades com 60% de compartilhamento o período de revisão da metodologia é de 8 anos, e para as demais atividades com 30 % de compartilhamento, 4 anos.

Estrutura tarifária

Critérios Gerais:

A estrutura tarifária se relaciona ao conjunto de normas e tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, revelando a diferenciação de custos entre os grupos consumidores.

È necessário, portanto, dividir o custo regulatório em diversos componentes que refletem as funções de custo do sistema. As funções de custo se somam em dois tipos de tarifas:

TUSD - Tarifa de uso do sistema de distribuição

TE - Tarifa de energia

Com base nestas tarifas pode-se diferenciar os consumidores quanto a modalidades tarifárias e ao critério do uso temporal do sistema, levando em conta a faixa de tensão e os grupos tarifários.

Estrutura tarifária

Definições:

As tarifas **TUSD** e **TE** diferenciam basicamente os consumidores quanto ao uso do sistema de distribuição e ao valor faturado pelo consumo de energia. São calculadas em R\$/MWh (energia) ou R\$/KW (potência).

As tarifas são calculadas com base no mercado de referência e no período de referência definidos no contrato de concessão.

Os benefícios tarifários são subsídios concedidos a grupos de consumidores.

A **Bandeira tarifária** é um novo sistema de sinalização que tem por finalidade disciplinar sazonalmente o uso da energia elétrica com base nos custos atuais de geração da energia elétrica, em termos mensais.

Estrutura tarifária

Subgrupos tarifários:

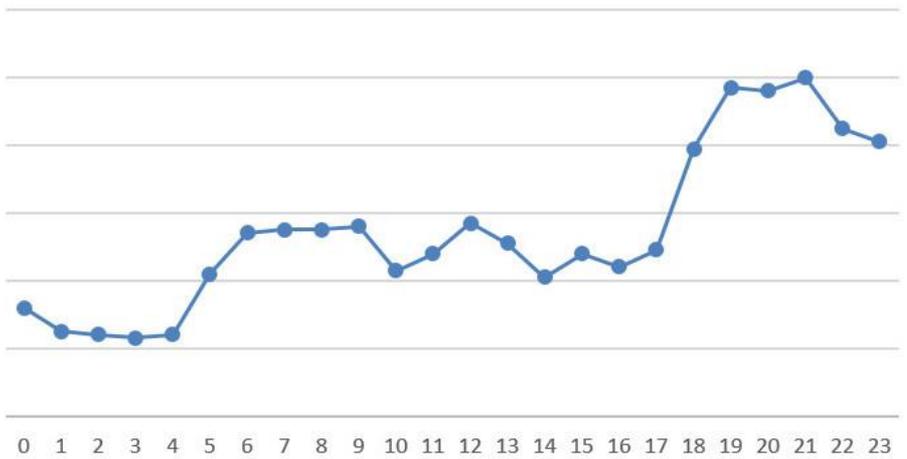
Os consumidores de energia elétrica são divididos em grupos e subgrupos de acordo com sua demanda energética. Os consumidores do **grupo A**, representam os **demandantes de alta tensão**, aqueles que estão no **grupo B**, **baixa tensão**. Os grupos **A** e **B** são subdivididos de acordo com a faixa de **alta (ou baixa) tensão** que necessitam, de acordo com:

	Sub-grupo		Sub-grupo
Grupo A	A1 (≥ 230 kV)	Grupo B	
	A2 (88 a 138 kV)		B1 ($\leq 2,3$ kV)
	A3 (69 kV)		B2 ($\leq 2,3$ kV)
	A3a (30 a 44 kV)		B3 ($\leq 2,3$ kV)
	A4 (2,3 a 25 kV)		B4 ($\leq 2,3$ kV)
	AS ($\leq 2,3$ kV)		

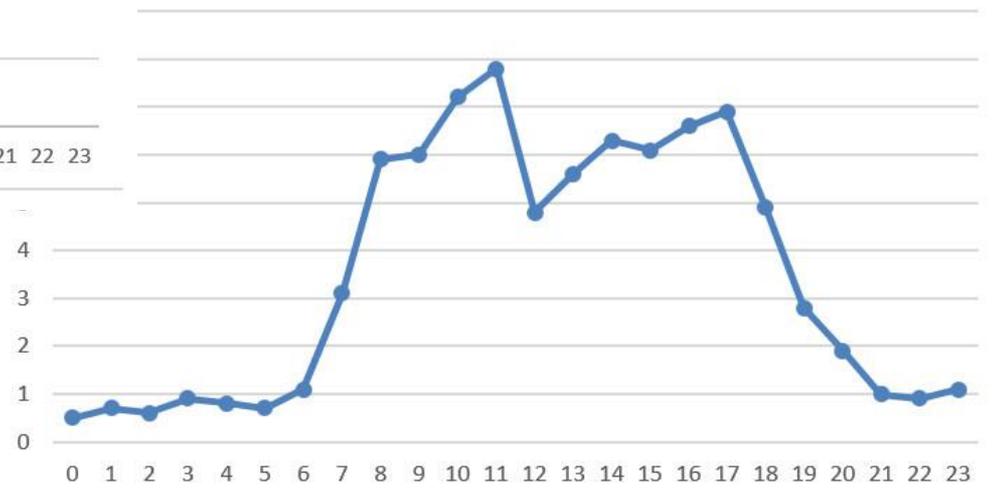
Estrutura tarifária

Curvas de Carga:

RESIDENCIAL



INDUSTRIAL



Estrutura tarifária

Postos tarifários:

A demanda por energia em uma distribuidora pode ser descrita pela **curva de carga do seu sistema elétrico**. Esta curva representa **uma função matemática da potência elétrica requerida pelos consumidores** durante um dia.

De acordo com a curva de carga são definidos postos tarifários diferenciados de acordo com a hora de uso do sistema por um consumidor:

Posto Tarifário	Descrição
De ponta	O período compreendido pelas três horas consecutivas de maior uso do sistema, (fora FDS).
Intermediário	Período compreendido por uma hora antes e depois do horário de ponta.
Fora de ponta	As 19 horas complementares.

Estrutura tarifária

As modalidades tarifárias:

Representam a metodologia empregada no cálculo da tarifa paga por um sub-grupo de consumidores, de acordo com os postos tarifários:

- **Tarifa Horária Azul:** Diferencia consumo de energia e demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia. (aplica-se apenas ao grupo A)
- **Tarifa Horária Verde:** Leva em conta uma única demanda de potência, e diferencia o consumo de energia pelas horas do dia. (aplica-se apenas ao grupo A)
- **Tarifa Convencional Binômia:** Caracteriza o consumo de energia elétrica e demanda de potência independentemente das horas do dia. (aplica-se apenas ao grupo A)
- **Tarifa Horária Branca:** Aplica-se ao grupo B [exceto B1 (baixa renda) e B4 (tarifas diferenciadas)]. Varia de acordo com as horas de utilização do dia.
- **Tarifa Convencional Monômia:** Aplicada as unidades do grupo B independentemente das horas de utilização do dia.
- **Tarifa de Geração:** Das centrais geradoras, caracterizada por demanda de potência independentemente das Horas de utilização do dia.
- **Tarifa de Distribuição:** Das concessionárias ligadas a outra distribuidora, com tarifas diferenciadas por potência e demanda de acordo com as horas de utilização e consumo de energia

Estrutura tarifária

Composição da TUSD:

TUSD						
Transporte			Perdas		Encargos	
Fio A		Fio B				
Rede Básica		Remuneração	Técnicas		PRONINFA	
Fronteira		Conexão T	Não Técnicas		Conta Desenv. Energético	
CUSD		Conexão D			Conta Consumo de	
		Op. E Manutenção			P&D_EE	
		Quota de Reintegração			ONS	
					Tx. de Fisc. de Serviços de EE	
					Reserva Global de Reversão	
					Perdas da Rede Básica e	

Estrutura tarifária

Incidência da TUSD:

Para os usuários aplicam-se os componentes de custo **EXCETO**:

- Classe de baixa renda, para concessionária (perdas não técnicas e encargos), empreendimento de produção independente, centrais com metodologia própria de cálculo.
- A TUSD pelas modalidades tarifárias divide-se em:
 - **TUSD Azul:** Subdividida em tarifa de ponta (R\$/kW), fora de ponta (R\$/kW) e sem distinção horária (R\$/MWh).
 - **TUSD Verde:** Subdividida em tarifa de ponta (R\$/kW), fora de ponta (R\$/kW) e sem distinção horária (R\$/MWh).
 - **TUSD Conv. Binômia:** Definida sem distinção horária em (R\$/kW) e (R\$/MWh).
 - **TUSD Branca:** Subdividida em tarifa de ponta (R\$/MWh), fora de ponta (R\$/MWh) e intermediária (R\$/MWh).
 - **TUSD Conv. Monômia:** Definida sem distinção horária em (R\$/kW) e (R\$/MWh).
 - **TUSD Distribuição:** Subdividida em tarifa de ponta (R\$/kW), fora de ponta (R\$/kW) e sem distinção horária (R\$/MWh).
 - **TUSD Geração:** Definida sem distinção horária em (R\$/kW) (Exceto A2 que possui tarifa nominal).

Estrutura tarifária

Composição da TE:

TE							
Energia	Transporte			Perdas	Encargos		
Custo da energia	Transporte ITAIPU	Contratos iniciais	Rede Básica ITAIPU	Rede Básica sobre cativo	CFURH	ESS/EER	P&D_EE

Estrutura tarifária

Incidência da TE:

Para os usuários aplicam-se os todos componentes de custo tarifário. A TE pelas divide-se em:

- **TE Horária:** Segmentada em dois postos tarifários:
 - **TE Ponta:** (R\$/MWh) definida para o posto tarifário de Ponta da distribuidora.
 - **TE Fora Ponta:** (R\$/MWh) definida para o posto tarifário de Fora de Ponta da distribuidora e Intermediário.
 - **TE Convencional:** (R\$/MWh) definida sem distinção horária.
 - **TE Suprimento:** (R\$/MWh) definida sem distinção horária.
-

Observações finais:

- A regulação dos monopólios naturais de distribuição de energia, é (de longe) o assunto mais vasto da política regulatória Nacional. As outras atividades da cadeia de valor do setor elétrico se restringem a práticas regulatórias muito menos invasivas, como no caso da geração e transmissão que possuem práticas de regulação bastante semelhantes.
 - A compreensão de todos os detalhes envolve uma complexidade enorme. Para conhecer e saber como funcionam os conceitos apresentados demanda muitas horas de estudo.
 - Há muita coisa por traz do que foi apresentado, AINDA.
-

MUITO OBRIGADO!

* **Eventuais conflitos de interesses:** Opiniões desta apresentação não representam a visão institucional do Grupo ENERGISA controladores e acionistas.
