

Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica

Romeu Donizete Rufino

Diretor

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL



XXVII ENCONSEL

Encontro Nacional dos Contadores
do Setor de Energia Elétrica

21/11/2011

Mecanismos de Alteração das Tarifas



- ❖ Nos contratos de concessão foram estabelecidas as tarifas iniciais e os mecanismos de alteração das tarifas:
 - ❖ reajuste tarifário anual
 - ❖ revisão tarifária periódica
 - ❖ revisão tarifária extraordinária.
- ❖ Na revisão tarifária periódica busca-se preservar, a cada ciclo, o equilíbrio econômico-financeiro das concessões, onde são levados em conta os novos padrões de produtividade exigidos pelo regulador e as alterações na estrutura de custos.

Regime de Regulação pelo Preço



- ❖ O Regime de Regulação pelo Preço (Price Cap), prevê o compartilhamento dos ganhos de produtividade alcançados pelas empresas, ao longo do ciclo tarifário, com os consumidores de energia elétrica;
- ❖ A ANEEL deve definir os critérios para a mensuração e repasse aos consumidores, de parte desses ganhos de produtividade;
- ❖ A Metodologia de Revisão Tarifária consiste justamente na definição desses critérios.

Construção da Tarifa de Energia Elétrica

Visão Geral



- ❖ Na revisão tarifária redefine-se a Tarifa de Distribuição (TUSD – Fio B), que é a parcela da tarifa pela qual a concessionária irá auferir a sua própria receita.

$$VPB_t = \underbrace{O \& M_t}_{\text{Custos Operacionais}} + \underbrace{wacc_t \times BR_{Liq}}_{\text{Remuneração do Capital}} + \underbrace{Txd_t \times BR_{Bruta}}_{\text{Quota de Reintegração}} - \underbrace{OR_t}_{\text{Outras Receitas}}$$

- ❖ A TUSD – Fio B é construída pela razão entre a Parcela B e o Mercado, ou seja:

$$TUSD_{Fio-B} = \frac{VPB_t}{M_t}$$

Processos de Revisão Tarifária



- ❖ 1º Ciclo – 2003 a 2005
- ❖ 2º Ciclo – 2007 a 2010
- ❖ 3º Ciclo – 2011 a 2014

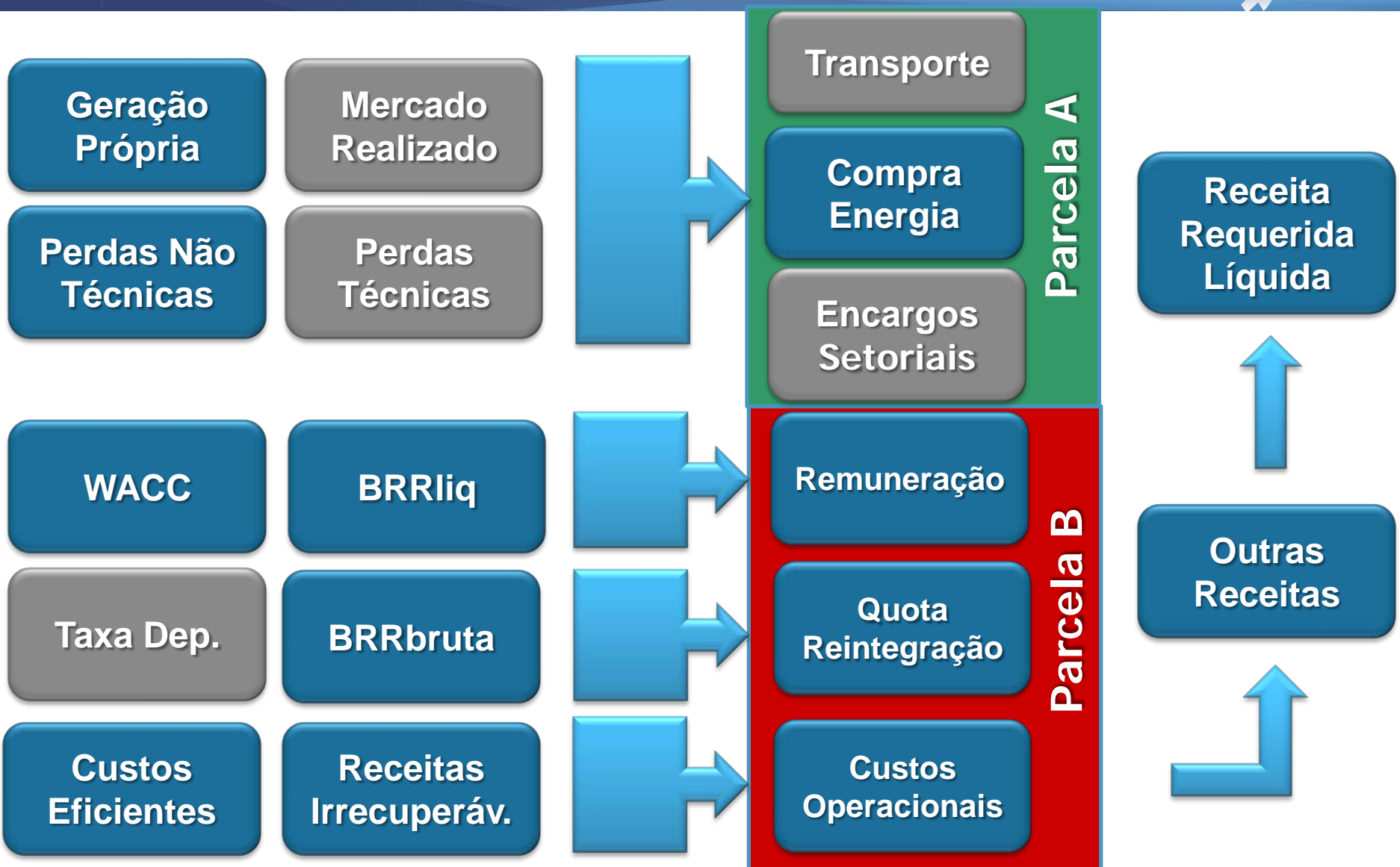
Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)

- **Submódulo 2.1:** Procedimentos Gerais;
- **Submódulo 2.2:** Custos Operacionais;
- **Submódulo 2.3:** Base de Remuneração Regulatória;
- **Submódulo 2.4:** Custo de Capital;
- **Submódulo 2.5:** Fator X;
- **Submódulo 2.6:** Perdas de Energia;
- **Submódulo 2.7:** Outras Receitas;
- **Submódulo 2.8:** Geração Própria de Energia.

Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)

- **Submódulo 2.1:** Procedimentos Gerais;
- **Submódulo 2.2:** Custos Operacionais;
- **Submódulo 2.3:** Base de Remuneração Regulatória;
- **Submódulo 2.4:** Custo de Capital;
- **Submódulo 2.5:** Fator X;
- **Submódulo 2.6:** Perdas de Energia;
- **Submódulo 2.7:** Outras Receitas;
- **Submódulo 2.8:** Geração Própria de Energia.

Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – 3CRTP



Procedimentos Gerais



- ❖ Nos ciclos revisionais anteriores, os custos de Parcela A e de Parcela B eram referenciados ao período dos 12 meses posteriores à data da revisão e, de igual modo, o mercado de referência utilizado para o cálculo da tarifa de equilíbrio. Portanto, era necessário prever o mercado da concessionária usando técnicas usuais de projeção.
- ❖ No 3CRTP, a referência é o período de 12 meses anterior à data da revisão, com posterior ajuste da tarifa resultante de Parcela B, para o efetivo período de vigência das tarifas, por uma medida agregada de ajuste de mercado.
- ❖ O cálculo da Parcela A passa a adotar os mesmos procedimentos adotados nos reajustes tarifários periódicos.

Procedimentos Gerais



- ❖ O Reposicionamento Tarifário das tarifas estabelecidas na data da revisão tarifária deverá ser calculado da seguinte forma:

$$RT = \left(\frac{RR - OR}{RV} - 1 \right) \times 100$$

onde:

RV: Receita Verificada considerando as tarifas de base econômica do último reajuste e o mercado dos 12 meses anteriores a data da revisão;

RR: Receita Requerida calculada para o período de 12 meses anteriores a data da revisão e considerando a evolução esperada dos ganhos de produtividade (aplicação do Fator Pm).

$$RR = VPA + VPB.(1 - Pm)$$

OR: Outras Receitas

Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)

- **Submódulo 2.1:** Procedimentos Gerais;
- **Submódulo 2.2:** Custos Operacionais;
- **Submódulo 2.3:** Base de Remuneração Regulatória;
- **Submódulo 2.4:** Custo de Capital;
- **Submódulo 2.5:** Fator X;
- **Submódulo 2.6:** Perdas de Energia;
- **Submódulo 2.7:** Outras Receitas;
- **Submódulo 2.8:** Geração Própria de Energia.



▪ Primeiro Ciclo

- ✓ Empresa de Referência;
- ✓ Ausência de discussão, de forma detalhada, da metodologia em Audiência Pública;
- ✓ Dificuldade de reprodutibilidade dos resultados gerados

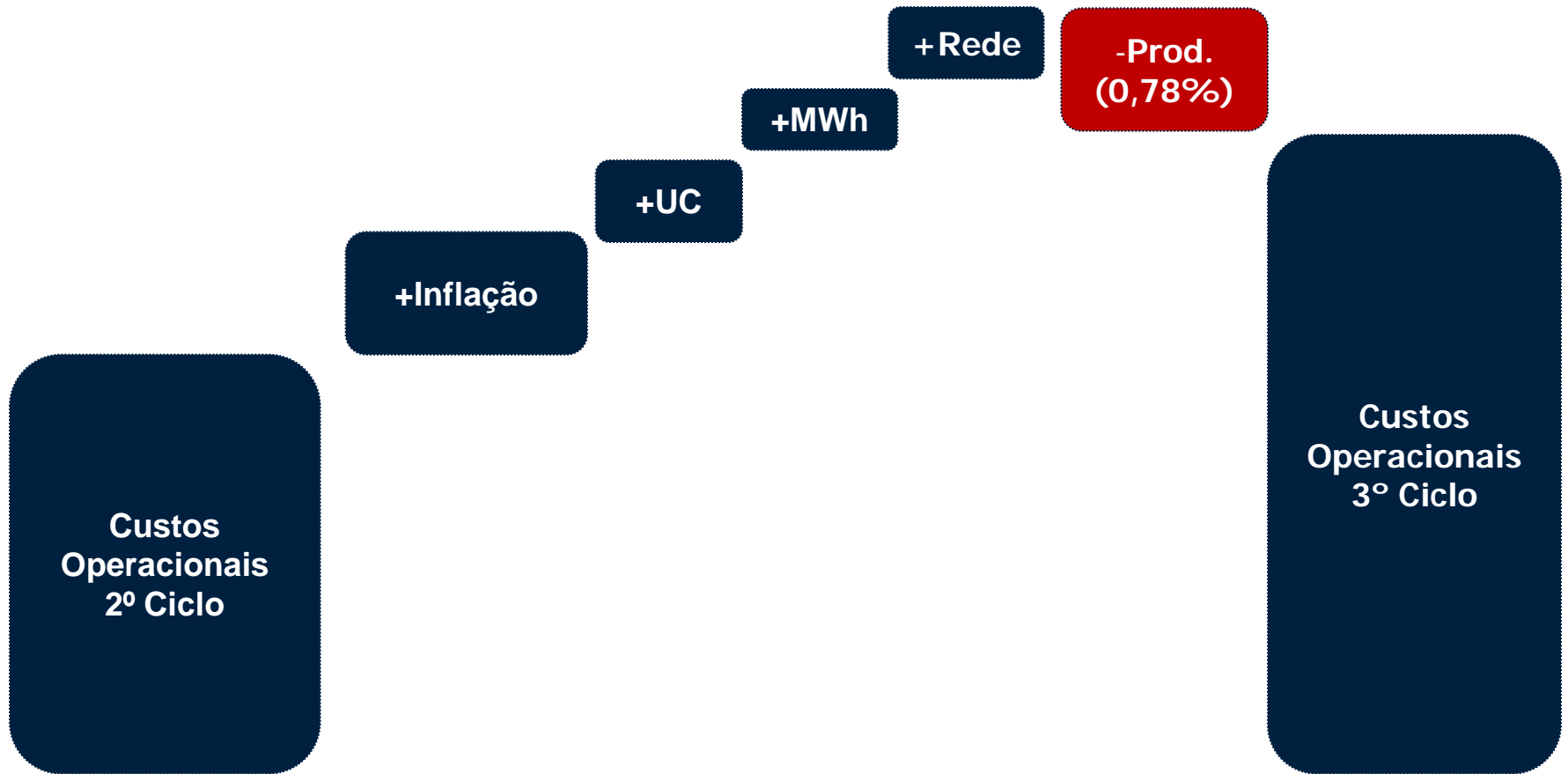
▪ Segundo Ciclo

- ✓ Custos Médios ou Produtividade Média: A produtividade a ser considerada deve refletir a média observada no setor;
- ✓ Empresa de Referência: Os custos operacionais foram calculados a partir da soma dos custos associados a cada atividade necessária para a prestação do serviço de distribuição de energia.

Terceiro Ciclo: Atualização dos custos e análise de benchmarking

Custos Operacionais

Etapa 1: atualização dos custos operacionais



Custos Operacionais

Base de dados



- ❖ Foram utilizados dados contábeis, subgrupo 615 (Gastos Operacionais) do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, de 2003 a 2009.
- ❖ As fontes de informações foram o Balancete Mensal Padronizado – BMP, o Relatório de Informações Trimestrais – RIT e as respostas ao Ofício Circular nº. 351/2009-SRE-SFF-SRD/ANEEL.
- ❖ Foram excluídos os custos com Geração (615.01.X.X.XX), Transmissão (615.02.X.X.XX) e Atividades Não Vinculadas à Concessão (615.06.X.X.XX).
- ❖ Complementarmente, foram também considerados os valores relativos à Participação nos Lucros e Resultados de Empregados e Administradores contabilizados nas contas 710.0X.2.1.02 e 710.0X.2.1.03, desde que relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica.

Custos Operacionais

Base de dados



- ❖ No subgrupo 615, foi excluída a sub-conta Custo do Serviço Prestado a Terceiros (615.0X.X.2). Nem todas as Naturezas de Gastos (NG) têm a mesma natureza dos custos operacionais regulatórios. Dessa forma, foram consideradas as Naturezas de Gastos:
 - ❖ NG 01 – Pessoal;
 - ❖ NG 02 – Administradores;
 - ❖ NG 11 – Material;
 - ❖ NG 21 – Serviços de Terceiros;
 - ❖ NG 91 – Arrendamentos e Aluguéis;
 - ❖ NG 92 – Seguros;
 - ❖ NG 93 – Tributos;
 - ❖ NG 99 – Outros (parcialmente).

Custos Operacionais

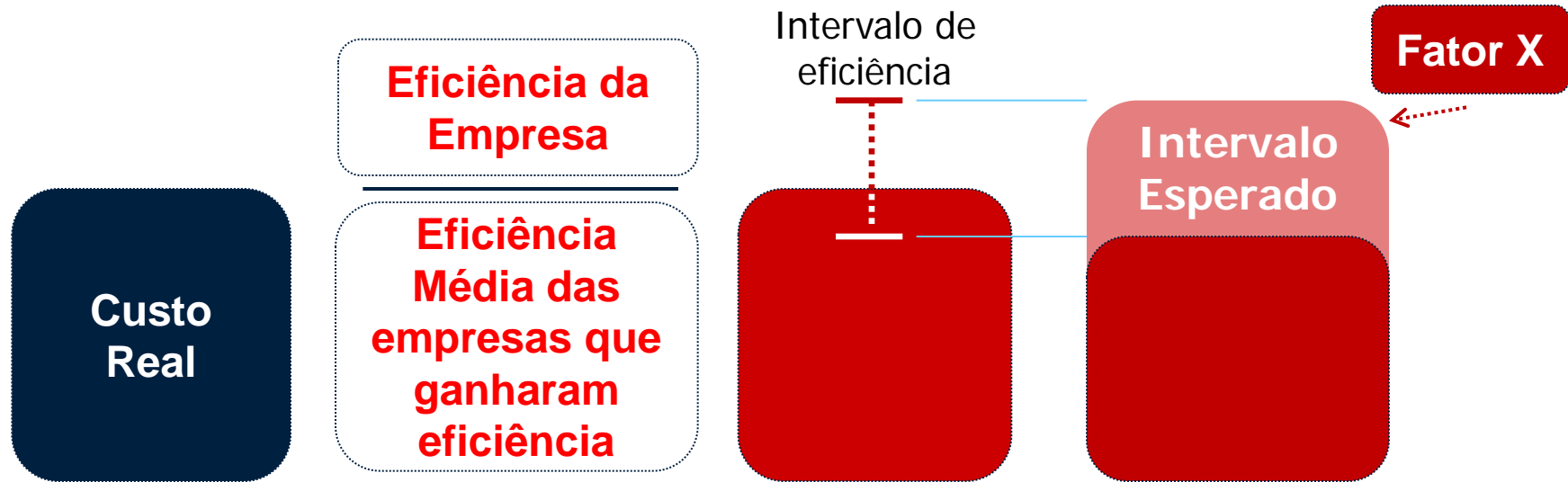
Base de dados



- ❖ No que tange à NG 99 – Outros, os custos foram considerados apenas parcialmente, considerando-se a abertura desses gastos contidos nos Relatórios de Informações Trimestrais – RIT e Ofício Circular nº 351/2009-SRE-SFF-SRD/ANEEL. Tal exclusão se justifica devido à contabilização de custos que não têm a mesma natureza dos custos operacionais regulatórios, como multas, provisões para perdas de receitas, encargos setoriais, dentre outros.
- ❖ Considerou-se ainda as despesas relacionadas à campanha de medidas e ao laudo de avaliação de ativos para fins de Base de Remuneração.

Custos Operacionais

Etapa 2: análise de benchmarking



Análise de Eficiência:

- Custos Operacionais
- Rede
- Consumidores
- Mercado (segregado por nível de tensão)

Variáveis Ambientais:

- Salário
- Chuva
- Complexidade Socioeconômica
- Unidades Consumidoras por Conjunto
(Unidades Consumidoras por Extensão de Rede).

Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)

- Submódulo 2.1: Procedimentos Gerais;
- Submódulo 2.2: Custos Operacionais;
- **Submódulo 2.3:** Base de Remuneração Regulatória;
- Submódulo 2.4: Custo de Capital;
- Submódulo 2.5: Fator X;
- Submódulo 2.6: Perdas de Energia;
- Submódulo 2.7: Outras Receitas;
- Submódulo 2.8: Geração Própria de Energia.



▪ Primeiro Ciclo

- ✓ Foi feita a avaliação de todos os ativos existentes;
- ✓ Método do Custo de Reposição;
- ✓ Não havia critérios objetivos e claros na definição de parâmetros essenciais, como os chamados componentes menores (COM) e custos adicionais (CA);
- ✓ Adotava-se os menores preços praticados pelas empresas.

▪ Segundo Ciclo

- ✓ Manteve-se a metodologia do 1º ciclo, porém com a adoção de um banco de preços, o que não se concretizou;
- ✓ Somente os ativos incrementais (entre ciclos) foram avaliados, adotando-se o preço médio da empresa no período analisado.

Base de Remuneração Regulatória

3CRTP



- ❖ Avaliação da Base Completa ou Base Incremental
 - ❖ Blindagem da base avaliada no 2CRTP, valorando apenas os ativos incrementais.

- ❖ Data-base do laudo de avaliação
 - ❖ Data-base do laudo é o 6º mês anterior ao mês da revisão, sem inclusão de movimentações contábeis. Deve, no entanto, ser atualizada monetariamente para a data da revisão.

Base de Remuneração Regulatória

3CRTP



- ❖ Banco de Preços
 - ❖ Adota-se o banco de preços da concessionária, com média dos últimos 2 anos anteriores à data da revisão.

- ❖ Índice de Aproveitamento
 - ❖ Atualização dos índices de aproveitamento adotados na base blindada, devendo ser apresentada nova memória de cálculo.

- ❖ Vida útil
 - ❖ Adota-se a vigente no MCPSE e uma única equação para todas empresas.

Base de Remuneração Regulatória

3CRTP



- ❖ Capital de Giro
 - ❖ Não deve ser considerado. Não há comprovação empírica que no caso das distribuidoras haja necessidade de capital de giro (NCG). Todos os métodos propostos são inconclusivos.

- ❖ Depreciação Contábil x Regulatória
 - ❖ Não considera-se qualquer diferencial de imposto em função da depreciação regulatória ser diferente da contábil.
 - ❖ O processo tarifário não se vincula com a realidade contábil, sendo a base de cálculo para a depreciação diferente: um utiliza o VNR e o outro o AIS contábil.

Base de Remuneração Regulatória

3CRTP



- ❖ Remuneração de OE e Ativos 100% Depreciados
 - ❖ Na atualização da ER, o adicional de custos de O&M para bens 100% depreciados dado no 2º ciclo é mantido.
 - ❖ Porém, não será dada remuneração para tais ativos e nem para aqueles constituídos por obrigações especiais, uma vez que já foram integralmente pagos pelo consumidor.

Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)

- Submódulo 2.1: Procedimentos Gerais;
- Submódulo 2.2: Custos Operacionais;
- Submódulo 2.3: Base de Remuneração Regulatória;
- **Submódulo 2.4: Custo de Capital;**
- Submódulo 2.5: Fator X;
- Submódulo 2.6: Perdas de Energia;
- Submódulo 2.7: Outras Receitas;
- Submódulo 2.8: Geração Própria de Energia.

Custo de Capital (WACC)



▪ Primeiro Ciclo

- ✓ WACC
- ✓ Metodologia e cálculos feitos por consultoria externa
- ✓ Dificuldade de reprodutibilidade dos cálculos;
- ✓ 11,26% (real, depois de impostos).

▪ Segundo Ciclo

- ✓ Manteve-se a metodologia principal;
- ✓ Os cálculos passaram a ser feitos pela própria ANEEL;
- ✓ Total reprodutibilidade dos cálculos com a disponibilização da base de dados utilizada;
- ✓ Estrutura de Capital: média de empresas de diversos países.
- ✓ 9,95% (real, depois de impostos).

Custo de Capital (WACC)

3CRTP



- ❖ Estrutura de Capital: média das distribuidoras no Brasil
 - ❖ 55% de Capital de Terceiros.

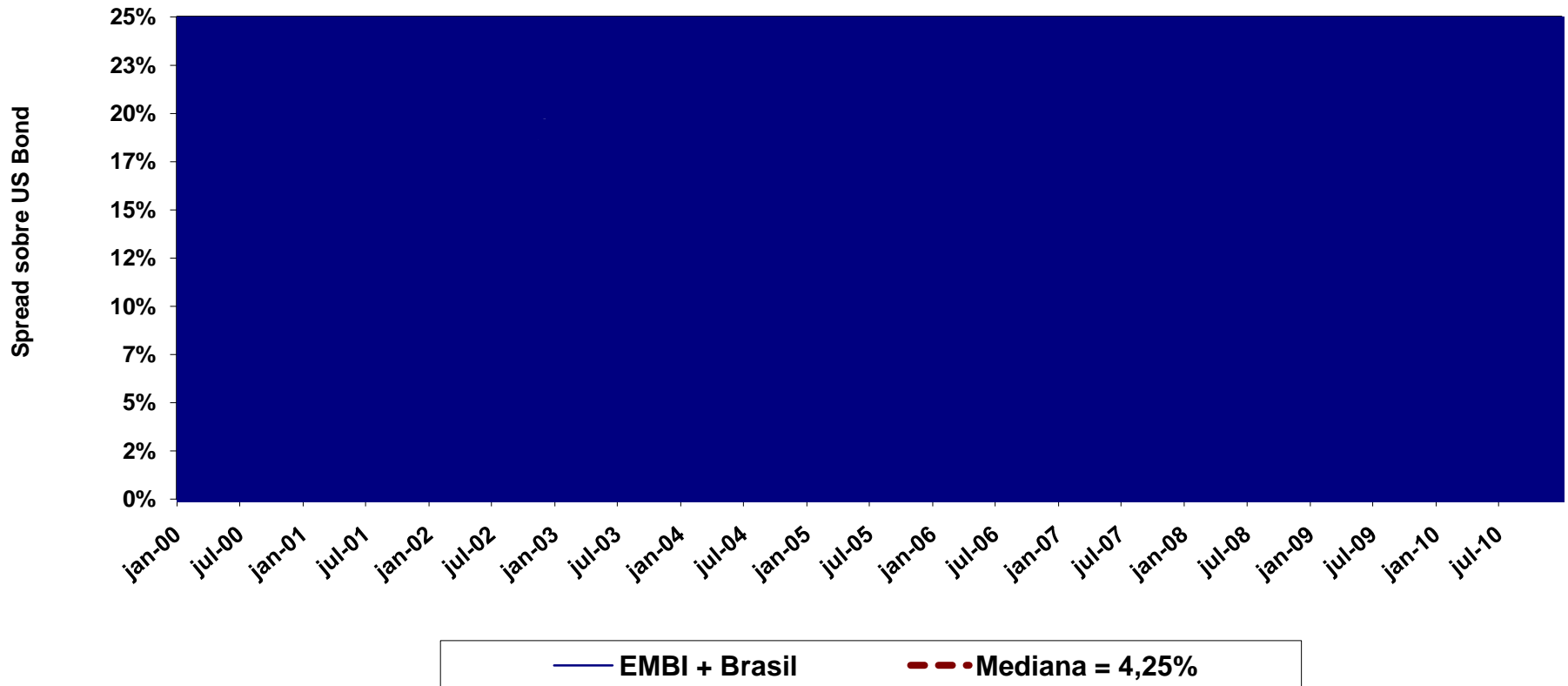
- ❖ Remuneração diferenciada para o saldo dos recursos da RGR, a serem deduzidos da Base Líquida.
 - ❖ a) $(BRL-RGR) * WACC$
 - ❖ b) RGR:
 - ❖ $RGR_{PLPT} * 1,35\%$ (custo efetivo)
 - ❖ $RGR_{NÃO PLPT} * 3,62\%$ (menor custo de captação de capital de terceiros das distribuidoras).
 - ❖ Há captura para a modicidade tarifária e forte incentivo à ampliação do uso dos recursos.

Custo de Capital (WACC)

3CRTP



❖ Risco País na sua totalidade



Custo de Capital (WACC)

3CRTP



- ❖ WACC = 7,50% (real, depois de impostos).
- ❖ Diferença de 9,95% (2º ciclo) para 7,50% (3º ciclo) reflete, principalmente, a redução do Prêmio de Risco Brasil:
 - ❖ $6,69\% (2^\circ \text{ ciclo}) - 4,25\% (3^\circ \text{ ciclo}) = 2,44\%$
- ❖ 1º ciclo:
 - ❖ Com metodologia do 1º ciclo: 11,26%
 - ❖ Com metodologia do 3º ciclo: 11,11%
- ❖ 2º ciclo:
 - ❖ Com metodologia do 2º ciclo: 9,95%
 - ❖ Com metodologia do 3º ciclo: 9,98%

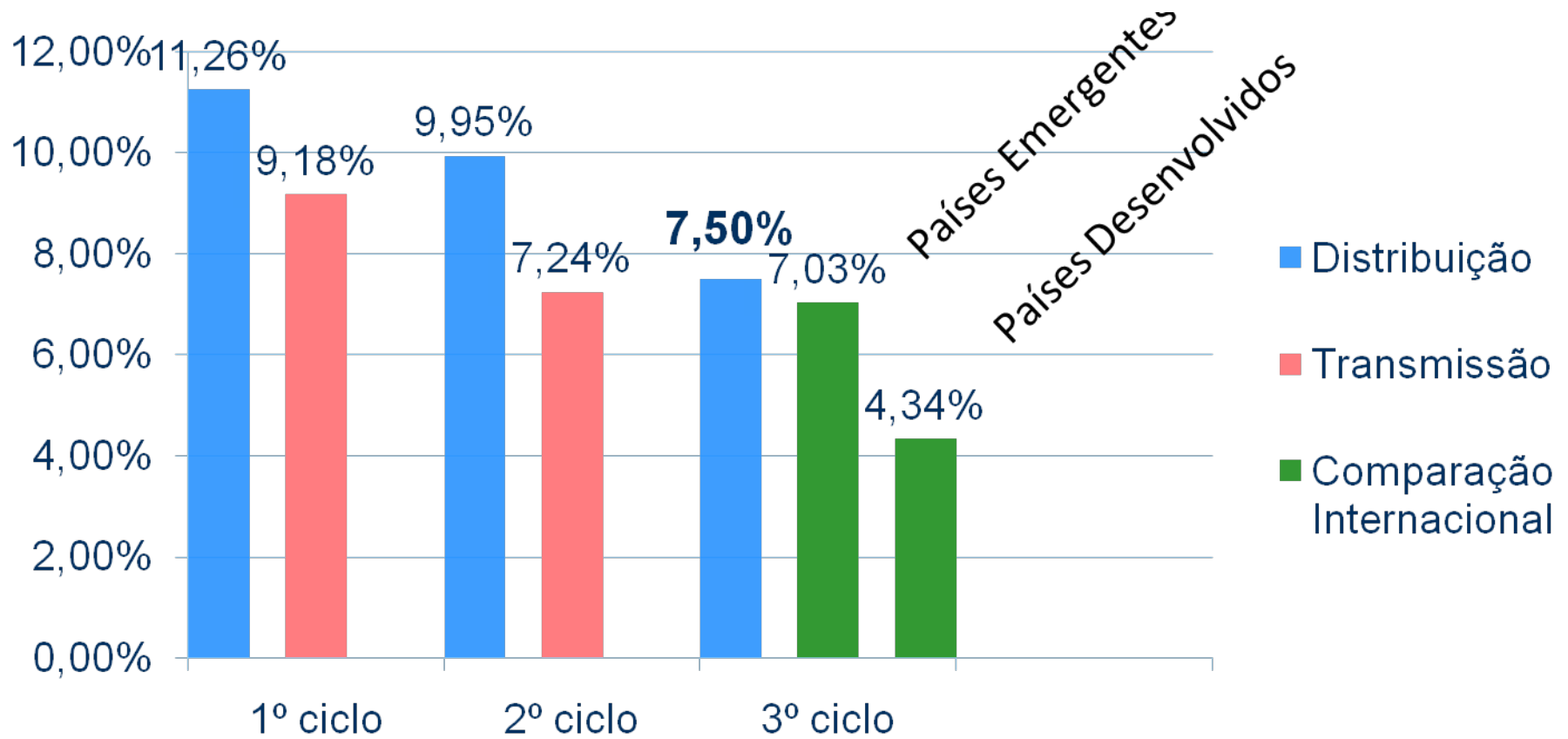
Resultados



Componente	Fórmula	AP1etapa	AP2etapa	Pós AP
Estrutura de Capital				
Capital Próprio	(P/V)	40%	50%	45%
Capital de Terceiros	(D/V)	60%	50%	55%
Custo de Capital Próprio				
Taxa livre de risco	r_f	4,96%	4,87%	4,87%
Prêmio de risco de Mercado	$r_m - r_f$	5,78%	5,82%	5,82%
Beta médio desalavancado	$\beta_{RR}^{Desalav}$	0,33	0,399	0,41
Beta médio alavancado	β_{RR}^{Alav}	0,65	0,66	0,74
Prêmio de risco do neg. e fin.	$\beta. (r_m - r_f)$	3,76%	3,86%	4,31%
Prêmio de risco Brasil	r_B	4,42%	4,25%	4,25%
Custo de capital próprio nominal	r_P	13,14%	12,98%	13,43%
Custo de capital próprio real		10,40%	10,28%	10,72%
Custo de Capital de Terceiros				
Prêmio de risco de crédito	r_C	2,12%	2,14%	2,14%
Custo de dívida nominal	r_D	11,50%	11,26%	11,26%
Custo de dívida real		8,80%	8,60%	8,60%
Custo Médio Ponderado (34% de impostos)				
WACC nominal dep.de impostos	r_{WACC}	9,81%	10,20%	10,13%
WACC real depois de impostos	r_{WACC}	7,15%	7,57%	7,50%

Custo de Capital (WACC)

RESULTADOS



Incentivo Fiscal SUDENE/SUDAM



QUAL IMPOSTO A SER ADICIONADO ÀS TARIFAS?

Exemplo 2º Ciclo (Regra Geral):

$$WACC / (1-T) = (9,95\% / 0,66) = 15,08\%$$

Situações distintas:

- ✓ Regra Geral - 34%
- ✓ Isentos - Autarquias e Cooperativas: não considerado adicional de impostos no 2º ciclo
- ✓ *Inc. Fiscal SUDENE/SUDAM: redução de 75% IRPJ . IRPJ + CSLL = 15,25%*

SUDENE/SUDAM

Inc. Fiscal SUDENE/SUDAM: redução de 75% IRPJ . IRPJ + CSLL = 15,25%

- A condição imposta para o benefício (realização dos investimentos), é gratuita e não onerosa para a empresa, pois esta recebe remuneração e depreciação sobre os investimentos realizados.
- WACC antes dos impostos:
 - ✓ 34% de impostos: **11,36%**
 - ✓ 15,25% de impostos: **10,19%**

Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)

- **Submódulo 2.1:** Procedimentos Gerais;
- **Submódulo 2.2:** Custos Operacionais;
- **Submódulo 2.3:** Base de Remuneração Regulatória;
- **Submódulo 2.4:** Custo de Capital;
- **Submódulo 2.5:** Fator X;
- **Submódulo 2.6:** Perdas de Energia;
- **Submódulo 2.7:** Outras Receitas;
- **Submódulo 2.8:** Geração Própria de Energia.

Fator X



Ganhos de Produtividade

Fator X

3CRTP



- Ganhos médios de produtividade;
 - Relação entre receitas (mercado) e despesas (TOTEX);
 - 1,11% em média.

Ex-ante

P_D

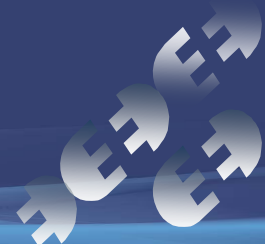
Ex-post

Q

- Variação entre a ER atualizada e o estudo de eficiência;
- Limitado a +/- 2%;
- Sem impacto no reposicionamento

T

- Incentivo à melhoria da qualidade;
 - “Os valores” seriam definidos na revisão, com aplicação em cada IRT de acordo com a variação da qualidade (DEC/FEC);
 - Grau de elevação/redução leva em consideração o desempenho da distribuidora



Var DEC/FEC	Regra Geral
Maior que 20%	1.00%
17% a 20%	0.95%
14% a 17%	0.79%
11% a 14%	0.64%
8% a 11%	0.49%
5% a 8%	0.33%
-5% a 5%	0.00%
-8% a -5%	-0.33%
-11% a -8%	-0.49%
-14% a -11%	-0.64%
-17% a -14%	-0.79%
-20% a -17%	-0.95%
Menor que -20%	-1.00%

- ✓ Mecanismo simétrico;
- ✓ Incentivo ainda que a qualidade seja muito boa ou ruim – melhoria contínua;
- ✓ Mecanismo aprimorado para melhores/ piores desempenhos;

Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)

- Submódulo 2.1: Procedimentos Gerais;
- Submódulo 2.2: Custos Operacionais;
- Submódulo 2.3: Base de Remuneração Regulatória;
- Submódulo 2.4: Custo de Capital;
- Submódulo 2.5: Fator X;
- **Submódulo 2.6: Perdas de Energia;**
- Submódulo 2.7: Outras Receitas;
- Submódulo 2.8: Geração Própria de Energia.



✓ **Perdas Técnicas** – Parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte e medição da energia na rede da concessionária.

Dependem das características físicas dos equipamentos, da topologia da rede e do seu fluxo de carga.

✓ **Perdas Não Técnicas** – Demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc.

Estão fortemente associadas às características socioeconômicas da área de concessão e da gestão da concessionária.



▪ Primeiro Ciclo

- ✓ Ausência de uma metodologia específica;
- ✓ Definição do limite com base no desempenho histórico da empresa (análise discricionária);
- ✓ Não se considerava especificidades de cada concessão;
- ✓ Incentivo à redução das perdas a níveis inferiores ao patamar regulatório fixado na revisão

▪ Segundo Ciclo

- ✓ Definição da meta por *Benchmarking*;
- ✓ Comparação entre empresas semelhantes;
- ✓ Controle para as especificidades de cada área de concessão;
- ✓ Elaboração de um ranking de "complexidade" das concessões (modelo econométrico);
- ✓ Meta atingida gradativamente ao longo do ciclo (trajetória de redução)

Perdas Não Técnicas

3CRTP

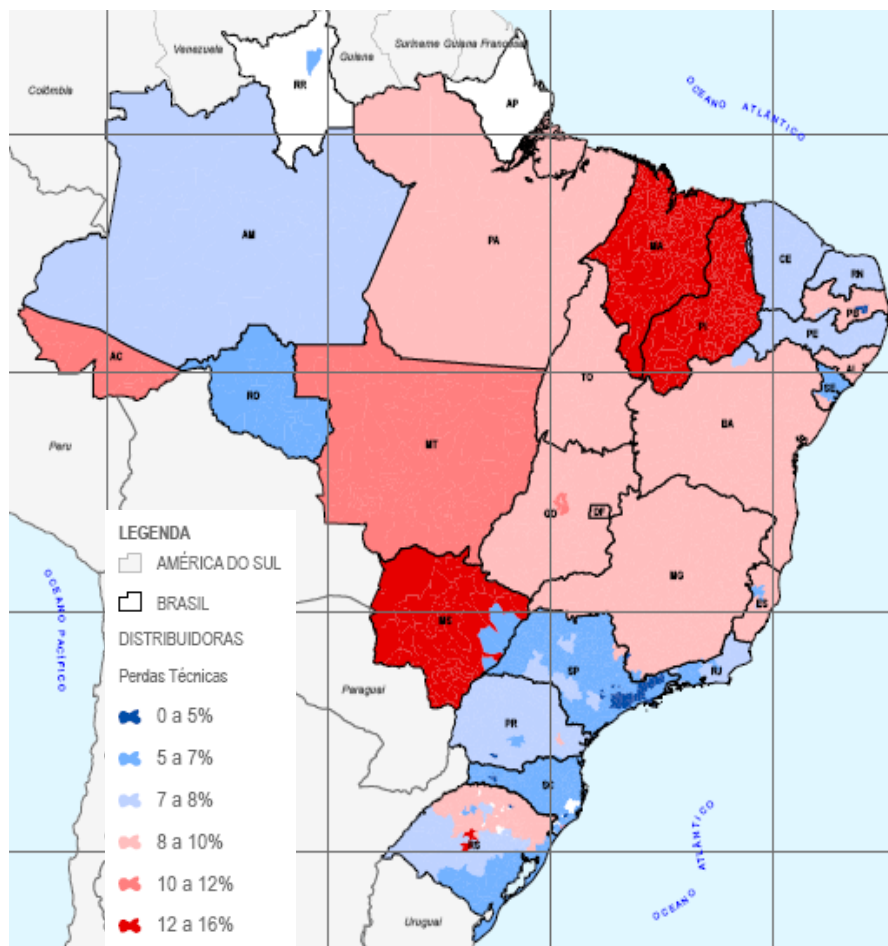


- ❖ Manutenção da metodologia existente com alguns aprimoramentos:
 - ❖ Atualização dos estudo de complexidade no combate às perdas não técnicas;
 - ❖ Parametrização das trajetórias de redução considerando os grupos de concessionárias que tenham características similares;
 - ❖ Avaliação do comprometimento: Penalidades adicionais para as concessionárias que estiverem sendo lenientes com o problema

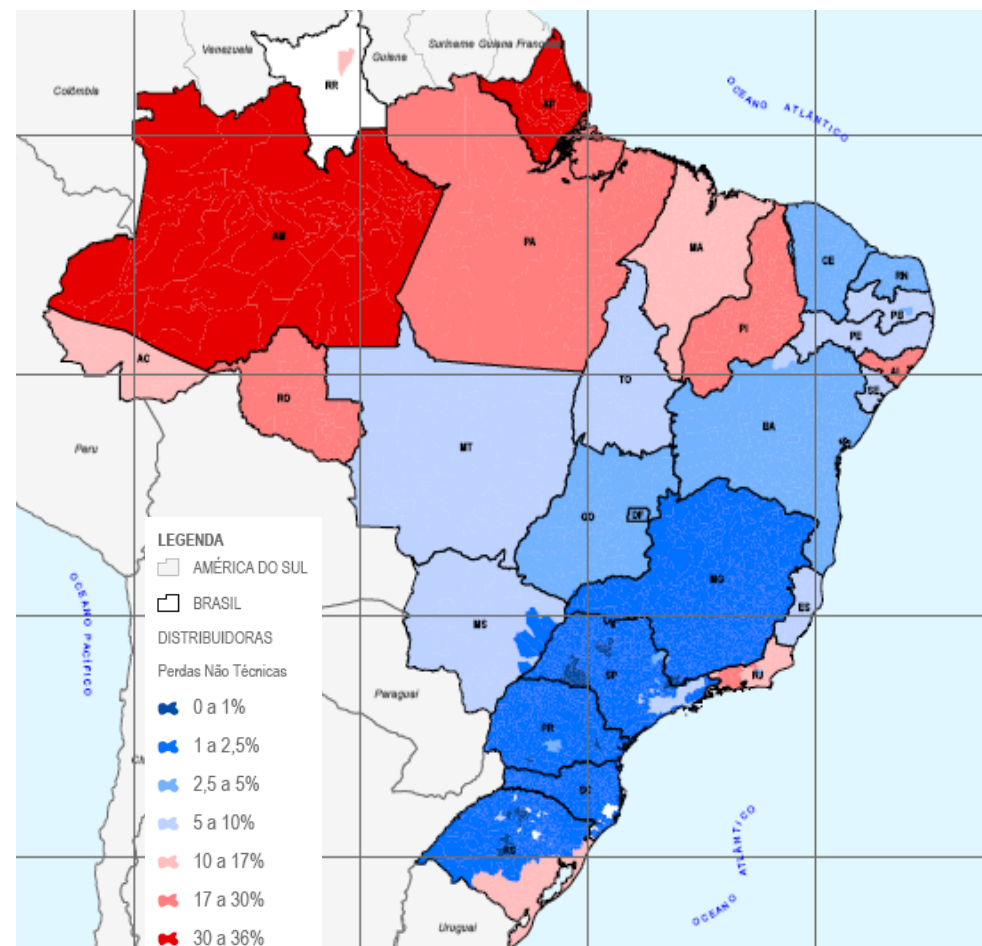
Perdas Técnicas e Não Técnicas (2009)



Perdas Técnicas



Perdas Não Técnicas



Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)

- **Submódulo 2.1:** Procedimentos Gerais;
- **Submódulo 2.2:** Custos Operacionais;
- **Submódulo 2.3:** Base de Remuneração Regulatória;
- **Submódulo 2.4:** Custo de Capital;
- **Submódulo 2.5:** Fator X;
- **Submódulo 2.6:** Perdas de Energia;
- **Submódulo 2.7:** Outras Receitas;
- **Submódulo 2.8:** Geração Própria de Energia.

Outras Receitas



Este tema ainda será deliberado pela Diretoria Colegiada.

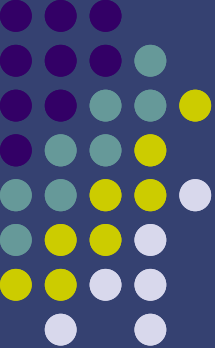
Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)

- **Submódulo 2.1:** Procedimentos Gerais;
- **Submódulo 2.2:** Custos Operacionais;
- **Submódulo 2.3:** Base de Remuneração Regulatória;
- **Submódulo 2.4:** Custo de Capital;
- **Submódulo 2.5:** Fator X;
- **Submódulo 2.6:** Perdas de Energia;
- **Submódulo 2.7:** Outras Receitas;
- **Submódulo 2.8:** Geração Própria de Energia.



Principais Aprimoramentos

- ❖ Alocação dos custos da Geração Própria na Parcela A, no item energia comprada para revenda;
- ❖ Definição do Valor da Geração Própria (VGP) em R\$/MWh, sendo:
 - ❖ O&M em função da potência instalada e da tecnologia (hidráulica ou térmica) de cada usina;
 - ❖ Remuneração e Depreciação do Capital a partir da BRR, com o cálculo de um valor uniforme para o ciclo tarifário, pelo método do Fluxo de Caixa Descontado;
- ❖ A receita da concessionária depende do montante de energia gerado para o atendimento do seu mercado.



Muito Obrigado!

SGAN – Quadra 603 – Módulos “I” e “J”

Brasília – DF – 70830-030

TEL. 55 (61) 2192 8600

Ouvidoria: 167

www.aneel.gov.br