**ANEXO I**

# PROPOSTA DE PLANO DE TRANSIÇÃO

# CONCESSÃO CELPA

JULHO 2012

# Sumário

1 INTRODUÇÃO ..... 4

2 A CONDIÇÃO ATUAL DA CELPA ..... 5

2.1 RESULTADOS FINANCEIROS E ENDIVIDAMENTO ..... 5

2.2 INVESTIMENTOS REALIZADOS ..... 9

2.3 QUALIDADE DO SERVIÇO PRESTADO ..... 10

3 CARACTERÍSTICAS DA CONCESSÃO ..... 11

3.1 DISPERSÃO E DESLOCAMENTO ..... 11

3.2 GRANDES ÁREAS COM RESTRIÇÕES A INTERVENÇÕES ..... 12

3.3 CONDIÇÕES METEOROLÓGICAS CRÍTICAS ..... 12

3.4 MALHA VIÁRIA PRECÁRIA ..... 13

3.5 DIFICULDADE DE COMUNICAÇÃO NO INTERIOR DO ESTADO ..... 13

3.6 FUTURO DO PARÁ - CENÁRIO ECONÔMICO-SOCIAL ..... 13

4 PROBLEMAS DA CONCESSÃO ASSOCIADOS AOS ASPECTOS REGULATÓRIOS ..... 16

4.1 QUALIDADE DO SERVIÇO – DEC/FEC ..... 16

4.2 PENALIDADES E COMPENSAÇÕES REGULATÓRIAS ..... 20

4.3 PERDAS NÃO TÉCNICAS ..... 24

4.4 UNIVERSALIZAÇÃO ..... 28

4.5 BASE DE REMUNERAÇÃO DA 1ª RTP ..... 29

4.6 CUSTOS OPERACIONAIS ..... 35

4.7 RECEITAS IRRECUPERÁVEIS ..... 38

4.8 INADIMPLÊNCIA SETORIAL ..... 38

4.9 ATIVOS DE TERCEIROS ..... 39

4.10 3ª RTP - GERAÇÃO DE CAIXA NO ÂMBITO REGULATÓRIO ..... 40

5 NECESSIDADES DA CONCESSÃO APONTADAS PELA CELPA ..... 43

5.1 PLANO DE AÇÃO IDENTIFICADO PELA CELPA PARA RECUPERAÇÃO DA QUALIDADE E PARA A REDUÇÃO DE PERDAS ..... 43

5.2 PLANO DE RECUPERAÇÃO JUDICIAL ..... 49

6 CONSOLIDAÇÃO DO DIAGNÓSTICO ..... 51

7 PROPOSTA DE UM PLANO DE TRANSIÇÃO ..... 52

7.1 ALCANCE TEMPORAL DO PERÍODO DE TRANSIÇÃO ..... 53

7.2 DEC/FEC E DEMAIS INDICADORES PROPOSTOS PARA A 3ª RTP ..... 54

7.3 PENALIDADES E COMPENSAÇÕES REGULATÓRIAS ..... 63

**7.4 SALDO NÃO APLICADO EM P&D E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA ..... 66**

**7.5 PERDAS REGULATÓRIAS ..... 66**

**7.6 UNIVERSALIZAÇÃO ..... 69**

**7.7 BASE DE REMUNERAÇÃO ..... 70**

**7.8 CUSTOS OPERACIONAIS REGULATÓRIOS ..... 71**

**7.9 INADIMPLÊNCIA SETORIAL ..... 74**

**7.10 REMUNERAÇÃO POR ATIVOS DE TERCEIROS ..... 74**

**7.11 SUB-ROGAÇÃO DA CCC ..... 75**

**7.12 PLANO DE TRANSIÇÃO – CONSOLIDAÇÃO ..... 77**

**8 CONCLUSÃO ..... 78**

# 1 INTRODUÇÃO

O documento que ora se apresenta tem por finalidade identificar a situação da concessão outorgada a Centrais Elétricas do Pará - CELPA quanto aos aspectos econômico - financeiro, qualidade do serviço, e atendimento aos requisitos regulatórios e, a partir desse quadro, identificar quais as ações, no campo regulatório, além das de gestão, são necessárias para viabilizar a recuperação da concessão.

O presente estudo é oportuno, uma vez que a Companhia está em processo de recuperação judicial, e pode ter seu controle transferido durante o referido processo ou, em caso contrário, ter sua falência decretada gerando consequências inestimáveis tanto para a concessão como para o Estado do Pará.

Antecipando a conclusão do estudo, pode-se afirmar que a frágil situação da CELPA frente aos requisitos regulatórios vem consumindo integralmente sua capacidade de geração de caixa, inviabilizando assim a sua recuperação. Adiciona-se a isso, o elevado endividamento da Companhia, bem como a necessidade de investimentos vultosos no curto prazo, gerando um ciclo destrutivo, que somente poderá ser interrompido com aporte expressivo de recursos na concessão, mudança brusca no modelo de gestão e, fundamentalmente, um período de transição de pelo menos três anos, durante os quais deverão ser reavaliados e flexibilizados alguns requisitos regulatórios de acordo com a realidade que se apresenta.

Este curto período, associado às reengenharias financeiras e de gestão, assim como os resultados de curto prazo viabilizados pelo aporte de recursos na concessão, permitirão que a concessionária retome a situação de normalidade, e se evite, dessa forma, o processo falimentar com consequências graves para a continuidade da prestação do serviço.

As ações propostas para o período de transição com a finalidade de flexibilizar ou modificar os referidos requisitos regulatórios aplicáveis à CELPA compõem um Plano de Transição, que devidamente contextualizado, será a base para o diálogo com a ANEEL no sentido de que possa ser estabelecida uma transição, de curto prazo, para permitir a recuperação da concessão sob o comando de um novo controlador.

Desse estudo ainda resta claro que as ações do futuro controlador (aporte de recursos, reengenharia financeira e choque de gestão) são complementares e dependentes das ações regulatórias (Plano de Transição), sendo condições necessárias para a recuperação da Companhia, pois permitirá interromper o atual ciclo destrutivo a partir dos recursos aplicados na concessão, renegociação da dívida e reequilíbrio na geração de caixa gerado pelo Plano de Transição. Findado o período de transição, a concessão retomaria a normalidade.

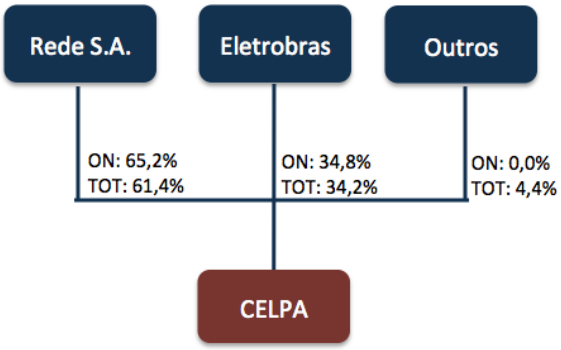
Por fim, cabe ressaltar que a solução a ser encaminhada por todos os *stakeholders*, para a situação excepcional em que se encontra a concessão, necessita de celeridade para evitar o processo falimentar com *deadline* definido pela justiça para 28 de agosto de 2012.

# 2 A CONDIÇÃO ATUAL DA CELPA

A condição atual da CELPA se apresenta crítica tanto do ponto de vista financeiro, quanto da qualidade do serviço prestado, apesar do volume dos investimentos realizados nos últimos anos.

## 2.1 Resultados Financeiros e Endividamento

A CELPA é uma sociedade por ações de capital aberto, controlada pela REDE ENERGIA S.A. que detém direta e indiretamente 65,18% das ações ordinárias e 61,37% das ações totais da empresa. A Eletrobrás detém 34,79% das ações ordinárias, conforme demonstra o quadro abaixo.

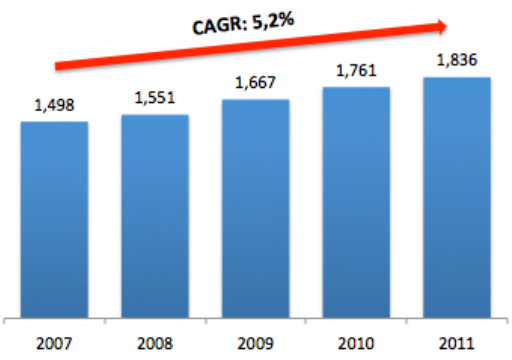



**Fonte: Rede Energia**

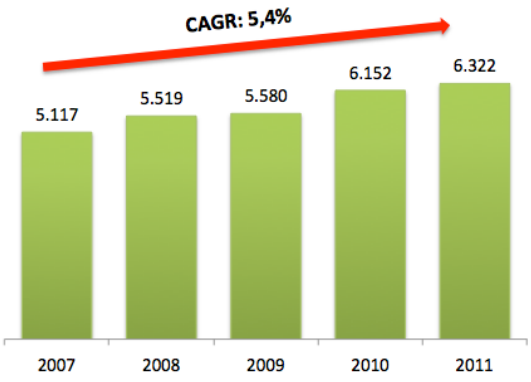
A CELPA apresentou, no período de 2007 a 2011, um crescimento de 22,5%, no número de unidades consumidoras atendidas, passando de 1,498 milhão para 1,836 milhão, o que representa uma taxa composta de crescimento anual (CAGR) de 5,2%.

Quanto ao mercado, houve uma variação de 23,5 %, no mesmo período, partindo de 5.117 GWh para 6.322 GWh, o que representa uma taxa composta de crescimento anual (CAGR) de 5,4%.

**Número de Consumidores (milhares)**




**Energia Vendida (GWh)**




**Fonte: Rede Energia**

Mesmo apresentando número de consumidores e mercado de venda de energia sempre crescentes, e a taxas relevantes, a situação econômica - financeira da CELPA vem se deteriorando anualmente, tornando-se crítica a partir de 2009.

O quadro a seguir destaca os principais números e indicadores da CELPA para o período 2007-2011.

**Desempenho Econômico-Financeiro**

| Valores em R$ mil | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | Var.% 2010-2011 | CAGR % 2007-2011 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Vendas em GWh | 5.117 | 5.519 | 5.580 | 6.152 | 6.322 | 2,8% | 5,4% |
| Número de consumidores | 1.498.154 | 1.550.563 | 1.666.661 | 1.761.499 | 1.835.981 | 4,2% | 5,2% |
| Receita operacional bruta | 1.755.156 | 1.897.387 | 2.292.296 | 2.952.054 | 3.376.348 | 14,4% | 17,8% |
| Receita operacional líquida | 1.129.491 | 1.263.611 | 1.580.270 | 2.110.961 | 2.433.800 | 15,3% | 21,2% |
| EBITDA (1) | 287.158 | 214.528 | 284.365 | 328.374 | 283.154 | -13,8% | -0,4% |
| Margem Ebitda (%) (2) | 25,4% | 17,0% | 18,0% | 15,6% | 11,6% | -25,2% | -17,8% |
| Lucro (prejuízo) líquido | 114.217 | (3.875) | 88.056 | (100.735) | (391.162) | 288,3% | |
| Dívida financeira líquida (3) | 438.254 | 946.129 | 964.607 | 999.161 | 1.552.069 | 55,3% | 37,2% |
| Dívida financeira líquida / EBITDA | 1,5 | 4,4 | 3,4 | 3,0 | 5,5 | 80,1% | 37,7% |
| Patrimônio líquido | 1.111.521 | 1.066.725 | 992.394 | 891.659 | 500.497 | -43,9% | -18,1% |
| Índice de endividamento (4) | 28,3% | 47,0% | 49,3% | 52,8% | 75,6% | 43,1% | 27,9% |

(1) Ebitda: Resultado antes dos Juros, Impostos, Depreciação, Amortização e ganhos/perdas na alienação/desativação de bens e direitos e outros resultados não operacionais.
(2) Margem Ebtida: Ebitda / Receita Operacional Líquida.
(3) Dívida Financeira Líquida: Empréstimos, Financiamentos, Debêntures ( - ) caixa, equivalentes e sub-rogação CCC.
(4) Índice de endividamento: Dívida Financeira Líquida / (Dívida financeira Líquida + Patrimônio Líquido).

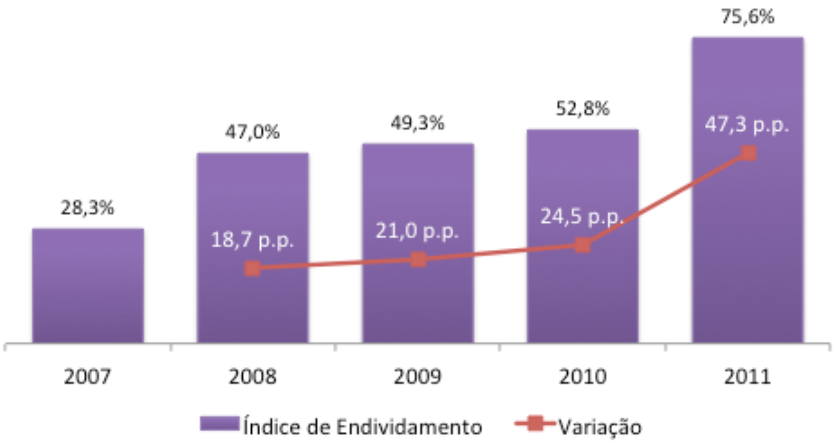
**Fonte: CELPA - Relatório da Administração - 2011**

Nos anos de 2008, 2010 e 2011 a CELPA apresentou prejuízos crescentes. O resultado do exercício de 2011 registra um prejuízo de R$ 391,2 milhões, o que corresponde a um aumento de 288,5% em relação ao prejuízo de R$ 100,7 milhões apurado em 2010.

O saldo da dívida financeira líquida apresentou um crescimento de 254% no período, partindo de um valor de R$ 438 milhões em 2007, para R$ 1.552 milhões em 2011. Somente no ano de 2011 a CELPA apresentou um aumento de 55,3% (R$ 552,9 milhões) em relação ao montante da dívida em 2010.

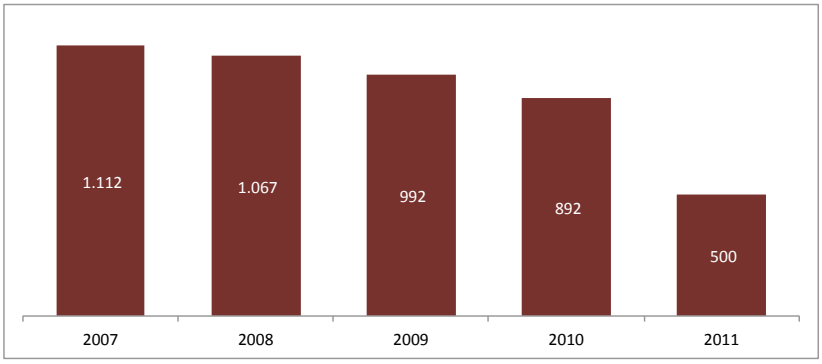
A degradação da situação financeira da CELPA é também comprovada quando observado, no quadro a seguir, que o índice de endividamento (= Dívida Financeira Líquida / (Dívida Financeira Líquida + Patrimônio Líquido)), sempre crescente, evoluiu de 28,3% em 2007 para 75,6% em 2011, representando um aumento 47,3 p.p. no período em análise.

**Índice de Endividamento**

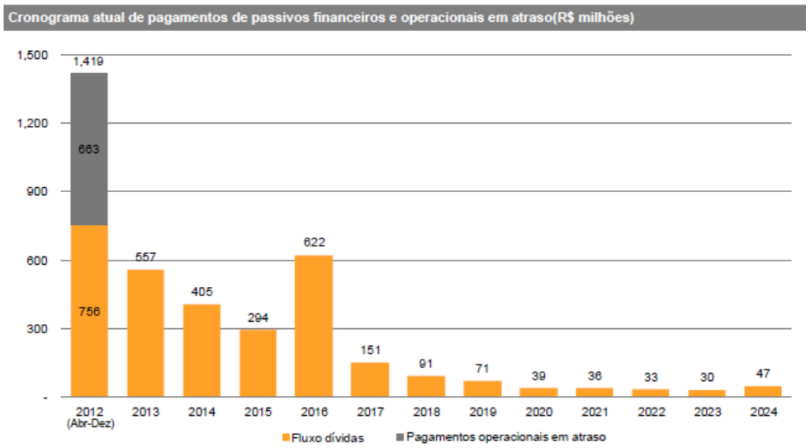


Em função dos prejuízos acumulados no período, o patrimônio líquido foi reduzido a menos da metade, partindo de um valor de R$ 1.111 milhões em 2007, para R$ 500 milhões em 2011.

**Patrimônio Líquido (R$ milhões)**




Conforme destacado no quadro a seguir, do total dos débitos vincendos no período de abril a dezembro de 2012, R$ 663 milhões referem-se somente a débitos operacionais, encargos setoriais e demandas trabalhistas em atraso.



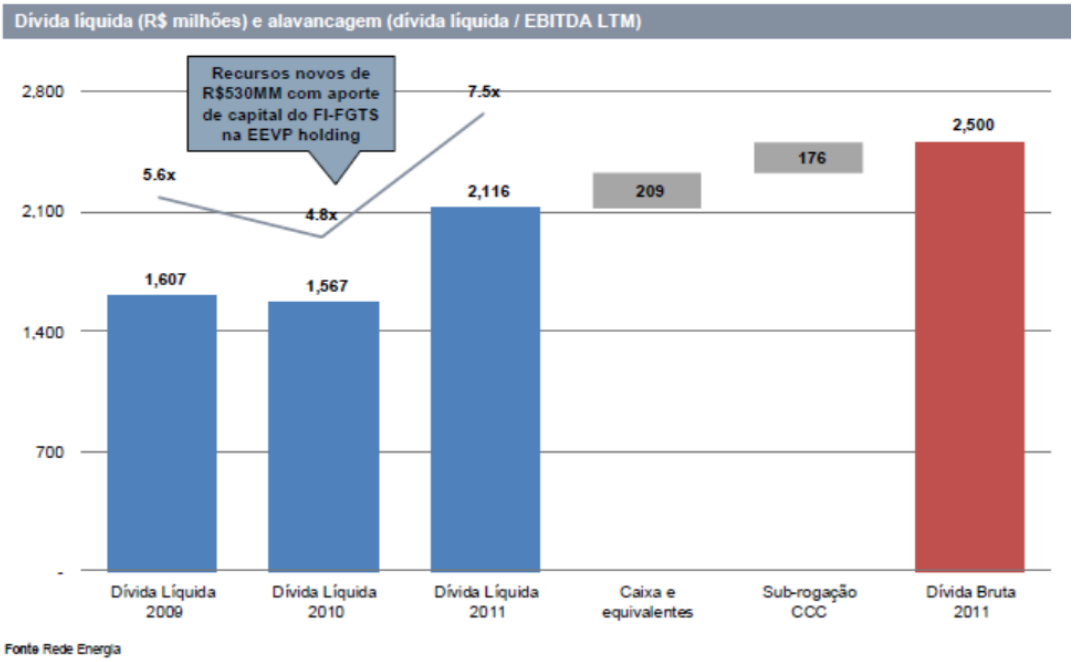

Dos seus 975 credores operacionais, 356 (36%) possuem créditos não pagos com valores inferiores a mil reais, o que indica um forte desequilíbrio do Contas a Pagar.

A empresa registrou como despesa financeira do ano de 2011, o valor de R$ 489,0 milhões referente aos encargos das dívidas e a juros e multas, especialmente multas e compensações regulatórias.

Para o pagamento dos débitos operacionais em atraso (R$ 663 milhões) mais as despesas financeiras de 2011 (R$ 489,0 milhões) a CELPA necessita de R$ 1.152 milhões o que corresponde a quatro vezes o EBTIDA Real de 2011, ou seja, aproximadamente 4 anos do saldo de caixa operacional de 2011, somente para quitar esses débitos.

Conforme apresentado no gráfico a seguir, o indicador Dívida Líquida/EBITDA Real se deteriorou fortemente no período atingindo, em 2011, o valor de 7,5x

enquanto que o mercado financeiro reconhece como normalidade financeira, o índice em torno de 3x.




As dívidas atuais da CELPA somam R$ 3,3 bilhões conforme detalhado a seguir.

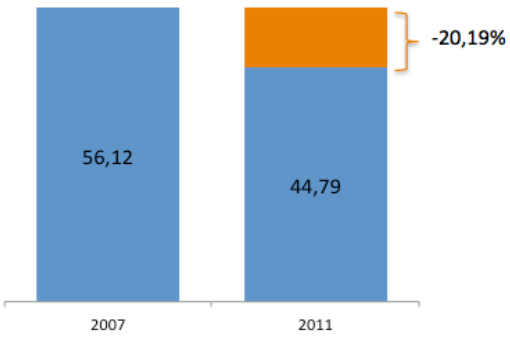
| Categoria | Linha de crédito | Saldo (R$MM)[1] | % |
|---|---|---|---|
| Credores não sujeitos ao plano | Tributos parcelados | 395 | 11.8 |
| | PCCS | 19 | 0.2 |
| | Leasing | 9 | 0.3 |
| | FINAME | 5 | 0.6 |
| | Tributos atrasados | 229 | 6.8 |
| Trabalhistas | Bresser[2] | 106 | 3.2 |
| | Outros | 5 | 0.2 |
| Operacionais | Operacional em atraso | 413 | 12.3 |
| | Encargos setoriais em atraso | 111 | 3.3 |
| | Mútuos (líquido) | 61 | 1.8 |
| Entes públicos / organizações multilaterais | DMLP | 39 | 1.2 |
| | Eletrobras | 423 | 12.6 |
| | BNDES | 235 | 7.0 |
| | BID | 96 | 2.9 |
| | BASA / FNO | 83 | 2.5 |
| Outros credores sujeitos ao plano | Bond | 467 | 13.9 |
| | Bancos | 540 | 16.1 |
| | Swaps | 119 | 3.5 |
| | TOTAL | 3,355 | 100 |

Fonte Rede Energia

Para a 3ª RTP a ANEEL está propondo um EBITDA regulatório de R$ 251 milhões. Assim a Dívida Bruta representa 13,4 vezes o EBTIDA regulatório.

Por representar o período 2007-2011 um ciclo tarifário completo, seria esperado que, pelo regime da regulação por incentivo (*price cap*), a CELPA apresentasse uma performance operacional positiva. Entretanto, mesmo apresentando relevante crescimento de mercado no período (23,5%) partindo de 5.117 GWh em 2007 para atingir 6.322 GWh em 2011, a CELPA demonstrou, no período, uma perda de performance operacional de 20%, conforme apresentado no gráfico.

**EBITDA (R$ mil) / Vendas (GWh)**




Esse cenário de grave situação econômica - financeira, na qual se destaca a real incapacidade de atender a seus compromissos financeiros, fez com que a CELPA em julho de 2011 solicitasse à ANEEL pedido de Revisão Tarifária Extraordinária, e posteriormente a direção da CELPA ajuizasse, em fevereiro de 2012, na Vara Civil de Belém, pedido de Recuperação Judicial.

## 2.2 Investimentos Realizados

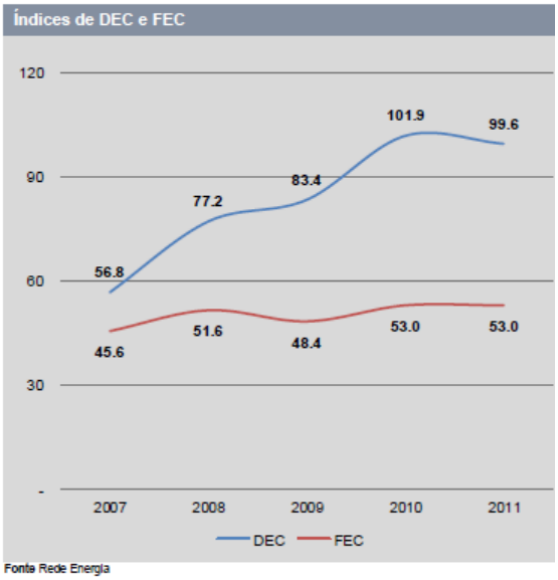
Conforme apresentado no quadro que se segue, a CELPA investiu, nos últimos 5 anos, R$ 2,7 bilhões, sendo R$ 1,3 bilhão em PLPT, R$ 175 milhões na Interligação da Ilha do Marajó, R$ 1,1 bilhão em programas de redução de perdas técnicas e não técnicas e na manutenção e melhorias do sistema.

| R$ mil | 2.007 | 2.008 | 2.009 | 2.010 | 2.011 | TOTAL |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Programa Luz Para Todos (bruto) | 292.700 | 425.239 | 183.877 | 310.840 | 165.273 | **1.377.929** |
| Interligação da Ilha de Marajó | 0 | 0 | 60.404 | 78.105 | 37.320 | **175.829** |
| Redução de Perdas | 127.700 | 117.800 | 23.240 | 85.040 | 137.444 | **491.224** |
| Manutenção e melhorias do sistema | 25.200 | 24.187 | 83.556 | 211.626 | 312.296 | **656.865** |
| **TOTAL BRUTO** | **445.600** | **567.226** | **351.077** | **685.611** | **652.333** | **2.701.847** |
| Subsídios (CDE e Sub-rogação CCC) | (160.985) | (233.881) | (161.536) | (249.067) | (128.220) | (933.690) |
| **TOTAL COM RECURSOS PRÓPRIOS** | **284.615** | **333.345** | **189.541** | **436.544** | **524.113** | **1.768.157** |

**Fonte: CELPA**

Entretanto, mesmo investindo o montante de R$ 1,1 bilhão a empresa não obteve êxito na redução das perdas nem na melhoria da qualidade na prestação do serviço. Pelo contrário, houve um aumento no nível de perdas não técnicas e a deterioração da qualidade dos serviços prestados, refletindo em significativas compensações monetárias para seus consumidores e aplicação de multas pela ANEEL.

## 2.3 Qualidade do Serviço Prestado




Fonte Rede Energia

A situação da qualidade dos serviços pode ser constatada pelos resultados de DEC e FEC apresentados no quadro a seguir (variando o DEC de 56,8 em 2007 para 99,6 em 2011 e o FEC partindo de 45,6 em 2007 e atingindo o índice de 53,0 em 2011).

Como consequência dessa situação na qualidade da prestação do serviço, a CELPA arcou com elevados níveis de compensações por violação de DIC, FIC e DMIC.

O quadro a seguir apresenta os montantes de compensações do ano de 2011.

| DIC/FIC/DMIC Compensações 2011 | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Regional | UC Compensadas (A) | UC Total Regional (B) | (A/B) | Compensação (R$) |
| BELEM | 4.596.800 | 773.096 | 5,9 | R$27.967.574 |
| CASTANHAL | 3.207.696 | 392.111 | 8,2 | R$15.369.819 |
| MARABA | 3.313.434 | 370.559 | 8,9 | R$23.750.672 |
| SANTAREM | 2.522.236 | 227.671 | 11,1 | R$20.888.694 |
| **TOTAL** | **13.640.166** | **1.763.437** | **7,7** | **R$87.976.759** |

**Fonte: CELPA**

A CELPA também tem arcado todos os anos com significativos custos com pagamento de compensação por transgressão de nível de tensão. Em 2011, nas quatro regionais da concessionária (Belém, Castanhal, Marabá e Santarém) foram R$ 8,8 milhões de compensações pagas. Nos primeiros meses de 2012, esse valor já ultrapassava R$ 1,8 milhão.

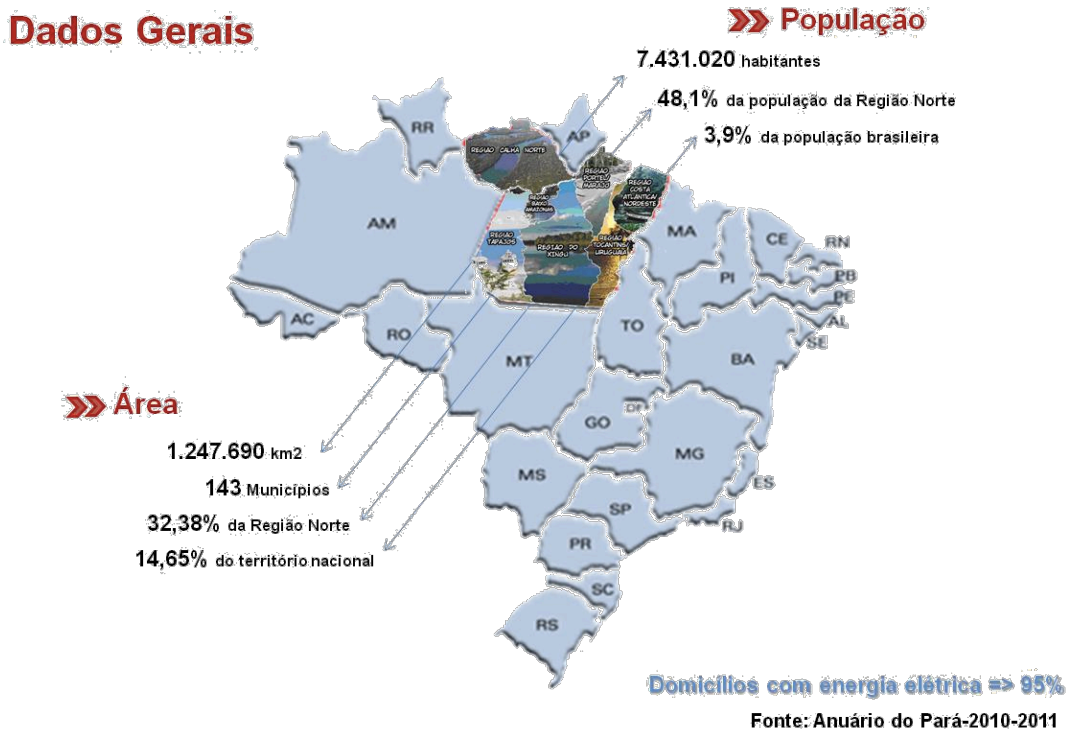
| Regional | Compensações por transgressão de nível de tensão | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2010 | % em 2010 | 2011 | % em 2011 | 2012 (jan/fev/mar) | % em 2012 |
| Belém | 3.794.396 | 32,8% | 2.706.341 | 30,7% | 568.594 | 30,4% |
| Castanhal | 2.201.213 | 19,0% | 2.104.698 | 23,9% | 473.083 | 25,3% |
| Marabá | 4.385.478 | 37,9% | 3.094.525 | 35,1% | 604.994 | 32,4% |
| Santarém | 1.179.068 | 10,2% | 911.678 | 10,3% | 223.145 | 11,9% |
| Total | 11.560.155 | | 8.817.243 | | 1.869.816 | |

**Fonte: CELPA**

Esse cenário na qualidade do serviço prestado pela concessionária levou a ANEEL encaminhar, em abril/2012, Termo de Notificação solicitando um Plano de Ação para equacionamento das questões apresentadas no Relatório de Comunicação de Falhas e Transgressões à Legislação e ao Contrato de Concessão – RFT.

# 3 CARACTERÍSTICAS DA CONCESSÃO

A CELPA distribui energia elétrica para uma área de concessão de 1.247.690 km², abrangendo todos os 143 municípios do Estado do Pará. Atualmente, a concessionária atende a mais de 1,8 milhão de clientes e a mais de sete milhões de usuários, conforme mostrado na figura abaixo.




Algumas características do Estado do Pará são relevantes para o entendimento da grandeza dos desafios que a concessão apresenta, o que certamente exige compreensão de particularidades com reflexos regulatórios e ações diferenciadas de gestão.

## 3.1 Dispersão e deslocamento

Cerca de 40 % de todos os clientes atendidos pela CELPA estão dispersos em locais fora da região metropolitana de Belém e das sedes das regionais, localizando-se em áreas extensas, marcadas pela ausência de acesso que facilite as atividades operacionais de campo. Esses locais estão distribuídos por 4 mesorregiões que concentram 93% da área da concessão e 43% da população, o que faz o seu conjunto apresentar uma densidade equivalente a 50% da média do estado.

Essa grande extensão territorial da região, associada à baixa densidade habitacional, requer longos sistemas radiais para atendimento a população rural. A

CELPA opera alimentadores de até 2.600 km (Marabá – MB11), atendendo a 8.000 consumidores, o que representa, em média, 3 consumidores por km de alimentador.

A operação e manutenção desses sistemas são dificultadas pelo estado dos acessos, que é agravado pelo clima da região com chuvas por quase todo o ano.[1] Esses fatos provocam deslocamentos com tempos superiores àqueles admitidos para locais de maiores concentrações de clientes e com melhores condições de acesso.

Ademais, estudos realizados pela CELPA apontam que parte de sua área estritamente urbana ainda não guarda similaridade com as das demais concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil, já que se caracteriza pela menor densidade de consumidores por extensão de rede de baixa tensão, com média de 8,11 metros de rede por cliente, enquanto a urbana típica apresenta de 4,75 metros de rede por cliente, ou seja, a área urbana da CELPA apresenta um adensamento 71% menor do que a área urbana típica.

## 3.2 Grandes áreas com restrições a intervenções

Pelos dados disponíveis na Secretaria de Ciência, Tecnologia e Meio Ambiente do Pará, em cerca de 33,3%, da área de concessão da CELPA, que representa aproximadamente 412 mil km$^2$, estão localizadas em terras indígenas. Além disso, cerca de 22,5%, que representa 280 mil km$^2$, estão localizadas em áreas de conservação ambiental. Ou seja, em mais de 55% da área de concessão da CELPA há algum tipo de limitação de acesso, o que aumenta os custos, os cuidados de intervenção, e o tempo para a intervenção.

Cumpre salientar que adicionalmente, às restrições a intervenções nessas áreas, a densa vegetação resulta em aumento das frequências de manutenção sobre os ativos ali instalados, seja do ponto de vista preventivo, seja do ponto de vista corretivo.

## 3.3 Condições meteorológicas críticas

Pelos dados disponíveis da Secretaria de Ciência, Tecnologia e Meio Ambiente do Pará, constatam-se altos índices pluviométricos, acima de 2.000 mm anuais de precipitação e acima de 80% no que se refere à umidade relativa do ar na grande maioria da área de concessão da CELPA, que comprometem as vias de acesso e o número de necessárias atuações no sistema elétrico, em especial no período úmido. A condição crítica se torna mais relevante no período compreendido de dezembro a maio, quando vários trechos de acesso ficam intransitáveis por longos períodos, deixando um número considerável de municípios isolados.

Confirmando esse alto índice pluviométrico, os índices usados pela ANEEL para a variável ambiental “nível de chuvas” do DEA 2º Estágio, no âmbito da definição das metodologias para o 3º CRTP, mostram a CELPA com os maiores índices de nível de chuvas relativamente a todas as distribuidoras do Brasil. A base

[1] Reza uma tradição popular local que na região existem apenas duas estações do ano: “verão”, quando chove todo dia; e o “inverno”, quando chove o dia todo.

de dados da ANEEL identifica apenas 3 concessões com índice superior a 2.000 mm anuais (CELPA, AMAZONAS ENERGIA e ELETROACRE), e a média das demais (excluídas as três) é de 1.440 mm anuais.

## 3.4 Malha viária precária

Pelos dados do Ministério dos Transportes, o Pará possui uma malha rodoviária de cerca de 35,3 mil km de rodovias federais, estaduais e municipais, que representam cerca de 2,2% da malha nacional. Quanto às rodovias federais e estaduais do Pará, dentre aquelas que dão acesso aos maiores centros urbanos, somente 35% são pavimentadas, contrastando com a média brasileira de mais de 55%. Além disso, a extensão da malha viária por unidade de área do território no Pará é de apenas 28,2 m/km$^2$, o que contrasta fortemente com a média nacional de 186,2 m / km$^2$. Ou seja, a densidade da malha viária no Pará é 6,6 vezes menor do que a média nacional.

Consequentemente, o acesso a diversos pontos da rede elétrica da concessionária é mais dificultoso do que na maioria das regiões brasileiras. Apenas como exemplo do desafio, 21 (vinte e uma) sedes municipais, que correspondem a cerca de 15 % dos municípios do Pará, são acessadas somente por via fluvial ou avião fretado, o que além de dificultar o acesso, implica em longo período de tempo de deslocamento para se alcançarem esses locais.

## 3.5 Dificuldade de comunicação no interior do Estado

Na área de concessão da CELPA, pela sua extensão, há dificuldades de comunicação que são agravadas nas áreas suburbanas, e mais fortemente nas áreas rurais, onde em grande parte a comunicação somente é possível por meio de satélite cujo tempo de resposta, em situação climática adversa, é elevado, prejudicando as atividades operacionais (subestações, redes e atendimento a clientes, etc.).

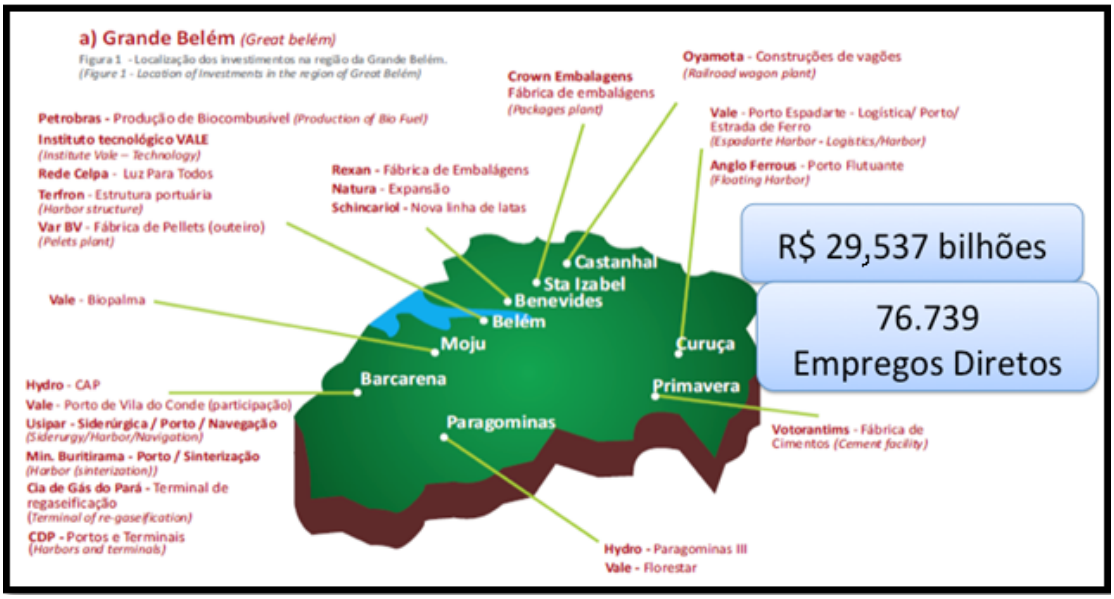
## 3.6 Futuro do Pará - Cenário econômico-social

Em apresentação feita pela Federação das Indústrias do Pará – FIEPA, até 2016 são esperados aproximadamente R$ 130 bilhões em investimentos no Estado, gerando mais de 160 mil novos empregos na região[2]. Grande parte desse valor, totalmente advindo da iniciativa privada, corresponde a projetos de exploração de recursos minerais no estado.

Tem destaque na região da Grande Belém (região polarizada por Belém e mais oito municípios) o Projeto Luz Para Todos, executado pela concessionária CELPA e que implanta metas acompanhadas pelo Governo Federal, além dos projetos apresentados no infográfico abaixo, que somam mais de R$ 29 bilhões.

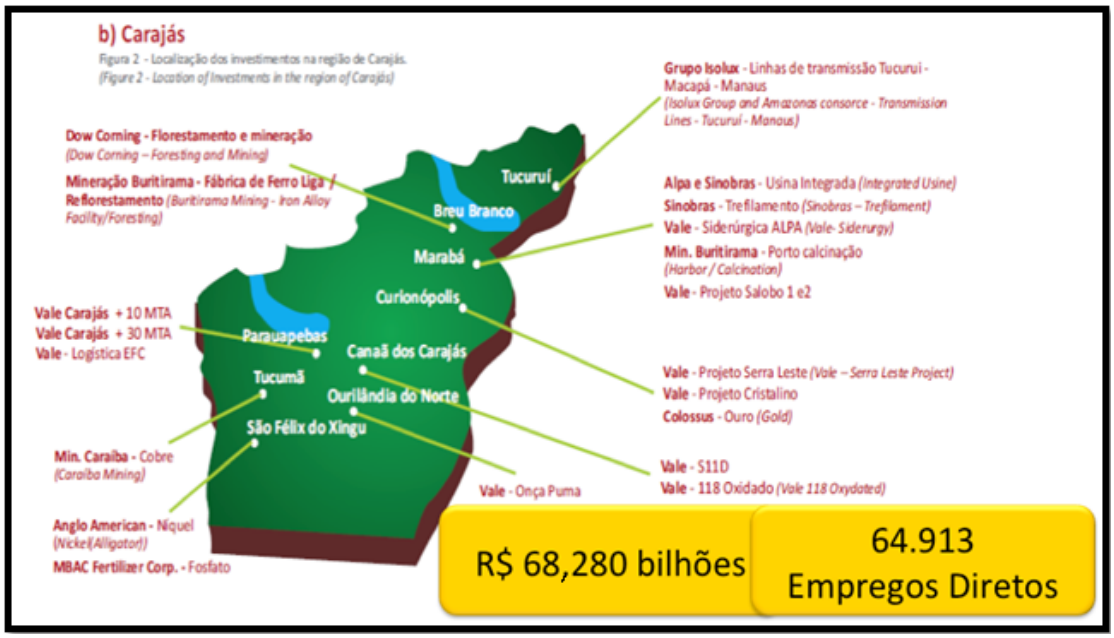
[2] Fonte: FIEPA 2011.

**Investimentos previstos para a região da Grande Belém – FIEPA 2012**



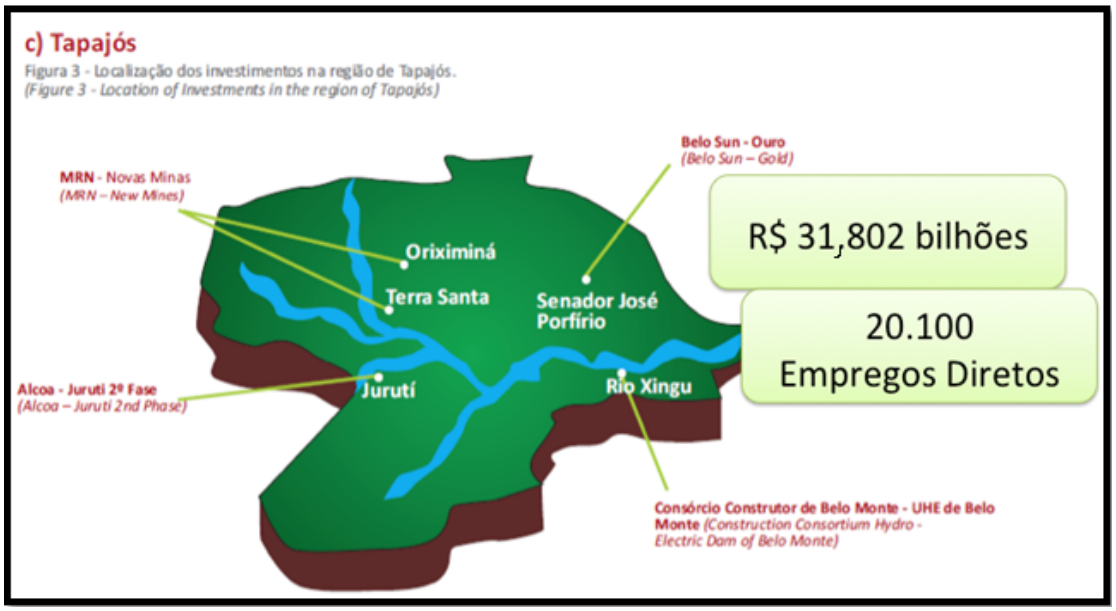

Na região de Carajás destacam-se projetos de mineração, cujos investimentos somarão mais de R$ 68 bilhões e são distribuídos conforme mapa a seguir.

**Investimentos previstos para a região de Carajás – FIEPA 2012**




Por fim, destaca-se na região de Tapajós o projeto da UHE Belo Monte. Os demais empreendimentos, todos de mineração, estão distribuídos conforme gráfico abaixo e juntos totalizam mais de R$ 31 bilhões investidos na região.

**Investimentos previstos para a região de Tapajós – FIEPA 2012**




Assim, o insumo Energia Elétrica, com qualidade, torna-se fator determinante para a viabilização dos projetos mencionados e, por consequência, para a continuidade do desenvolvimento do Estado.

Já estão sendo realizados investimentos pela CELPA para a Interligação da Ilha de Marajó, cuja execução está prevista em duas etapas. Há também projetos e discussões para a interligação da mesorregião denominada Margem Esquerda do Amazonas, hoje composta por sistemas isolados, o chamado “Projeto Calha Norte”. Essas interligações terão efeito sobre a concessão, uma vez que ampliam o mercado consumidor e podem afetar a já delicada situação de qualidade do serviço prestado.

Nesse contexto, é preciso atentar para a importância que o fornecimento adequado de energia elétrica tem no desenvolvimento econômico e social do Estado do Pará. Sendo esse um insumo vital para qualquer atividade industrial, para que sejam atendidas as necessidades dos novos empreendimentos sem prejudicar os consumidores atualmente conectados, é necessária uma concessão ajustada à realidade e capaz de realizar investimentos para suprir a região de forma confiável e segura.

# 4 PROBLEMAS DA CONCESSÃO ASSOCIADOS AOS ASPECTOS REGULATÓRIOS

## 4.1 Qualidade do Serviço – DEC/FEC

No âmbito da AP nº 38/2012, 3ª RTP da CELPA, a ANEEL propôs os seguintes valores de DEC e FEC globais para o próximo período tarifário, de 2012 a 2015:

| Indicadores | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|---|---|---|---|---|
| DEC | 37,83 | 36,19 | 33,52 | 31,08 |
| FEC | 38,60 | 36,18 | 33,17 | 30,59 |

Em relação a esses limites regulatórios de qualidade, a Agência faz a seguinte abordagem na Nota Técnica nº 035/2012-SRD/ANEEL:

*"III.2 ANÁLISE DOS LIMITES PROPOSTOS PARA A CELPA*

*22. Os resultados advindos da aplicação da análise comparativa são valores iniciais, obtidos de um modelo matemático. Baseado em manifestações da distribuidora e em informações diversas, realiza-se uma análise posterior à modelagem matemática para, enfim, disponibilizar os valores em Audiência Pública. Somente após a análise das contribuições os limites finais serão estabelecidos.*

*23. A Resolução Autorizativa nº 3266, de 20/12/2011, autorizou a revisão na configuração dos conjuntos de unidades consumidoras da CELPA com a criação de 39 conjuntos e estabeleceu limites para os indicadores DEC e FEC da Distribuidora para o ano de 2012. Essa alteração aumentou o número de conjuntos da Distribuidora, que passaram de 95 ao final de 2011 para 134 a partir de 1º de janeiro de 2012.*

*24. Como não se dispunha dos atributos para os novos conjuntos da CELPA, quando do envio do Ofício nº 0013/2011-SRD/ANEEL, para gerar a proposta de limites para os conjuntos da Distribuidora, foram utilizadas para fins da análise comparativa as informações relativas aos 95 conjuntos vigentes em 2011. Assim, após a referida análise, foram obtidos limites de DEC e FEC para cada um dos 95 conjuntos para o período de 2013 a 2015 e realizados ajustes de modo a obter os limites para os novos conjuntos vigentes a partir de 2012. Adicionalmente a Distribuidora encaminhou os atributos dos novos conjuntos através Carta nº CTA GEREO 1154/2012.*

*25. As contribuições da CELPA quanto aos limites propostos, encaminhadas pela Carta nº CTA GEREO 1024/2012, se pautaram na análise dos limites de DEC e FEC globais constantes do Ofício nº 0013/2011-SRD/ANEEL.*

*26. A contraproposta da CELPA aos limites de DEC e FEC foi elaborada, segundo informação da Distribuidora, levando em consideração o plano de melhorias 2012-2013 apresentado à ANEEL pela Distribuidora (Processo nº 48500.004567/2009-97). Em sua análise a CELPA afirma que o procedimento utilizado para chegar aos limites globais desses indicadores para o período de 2013 a 2015 apresenta resultados aderentes aos obtidos pela aplicação dos critérios de ajustes utilizados pela ANEEL para definição dos limites da Distribuidora para o ano de 2012.*

*27. A análise realizada pela CELPA, que segundo a mesma está pautada nos critérios de ajustes adotados pela ANEEL na definição dos limites de DEC e FEC para 2012, foi elaborada através do estabelecimento de um novo alvo regulatório ao final de oito anos para cada conjunto. Para a definição deste alvo, a Distribuidora realizou o incremento de horas e interrupções aprovadas pela ANEEL para os limites de 2012 aos limites estabelecidos através da análise comparativa ao final do período de oito anos. O detalhamento da aplicação dessa regra elaborada pela CELPA consta do Anexo II da Carta nº CTA GEREO 1024/2012.*

*...*

*46. Face às considerações apresentadas pela Distribuidora para os conjuntos situados nas regiões de Castanhal, Marabá e Santarém, além daqueles situados nas três áreas especiais mencionadas (Margem Esquerda do Amazonas, Ilha de Marajó e Baixo Tocantins), a menos do conjunto SANTA CRUZ DO ARARI, entende-se que a proposta apresentada pela distribuidora pode ser acatada.*

*47. Para os demais conjuntos será mantida a proposta obtida pela metodologia comparativa encaminhada por meio do Ofício nº 0013/2011-SRD/ANEEL."*

Em resumo, ao final do processo de discussão entre a ANEEL e a CELPA, a princípio, houve praticamente uma convergência entre a proposta do Regulador e a da concessionária.

Porém, existe uma questão fática – uma enorme distância entre a realidade e o regulatório. Assim, o que precisa ser analisado é como fica a proposta regulatória de qualidade frente à realidade atual do nível de qualidade do serviço prestado, num contexto de grave situação econômica - financeira, mais precisamente pré-falimentar, da concessionária. Sem entrar no mérito do por quê da existência dessa distância, essa é a situação real para um novo controlador. A título de exemplo, vale citar o conjunto Cametá II – neste conjunto o DEC, em 6 meses, precisa ser reduzido de 635 horas (real) para 40 horas (limite).

De acordo com a referida Nota Técnica nº 035/2012- SRD/ANEEL, a distância entre o requisito regulatório e o nível real é a que se mostra na figura abaixo.

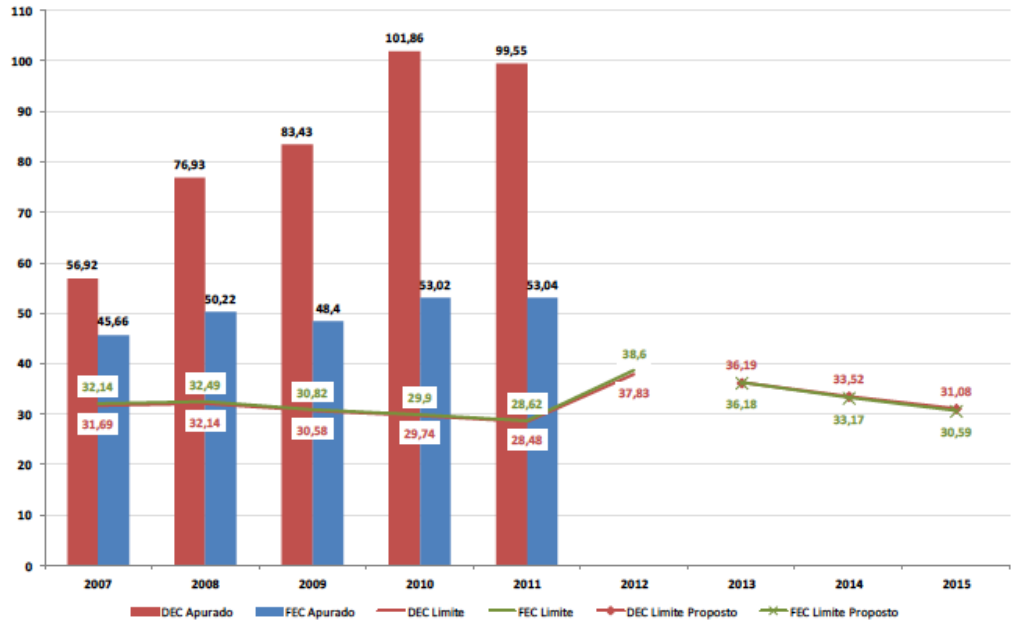



Figura 8: Histórico de apuração e limites dos indicadores globais da CELPA.

Observa-se que a proposta regulatória é sensivelmente distante da realidade da concessão. Enquanto a realidade mostra um DEC com valores superiores a 90 horas e FEC acima de 50 interrupções, o requisito regulatório de ambos gira em torno de 35 para ambos. Ou seja, há uma discrepância acentuada entre a realidade e o regulatório, que teria que ser resolvida em 6 meses (data da revisão – limite para 2012).

O quadro abaixo apresenta os valores reais para os indicadores de continuidade e os limites propostos pela CELPA, por regional, por polo, bem como apresenta o número de conjuntos, consumidores e km de redes rural e urbana de média tensão. Observa-se na tabela que o único polo que apresenta quantidade de RD MT urbana maior que rural é o polo de Belém.

| RESUMO - POR REGIONAL - POR POLO – CELPA | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| REGIONAL / POLO / CELPA | Nº Conj. | km de RD MT | | UC Total | Proposta CELPA - DEC | | | | | Proposta CELPA-FEC | | | | |
| | | Urbano | Rural | | REAL (10/11) | Projetado - 2012 a 2015 | | | | REAL (10/11) | Projetado - 2012 a 2015 | | | |
| | | | | | | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
| POLO BELÉM | 22 | 2.305 | 1.614 | 607.401 | **42** | 32 | 27 | 23 | 19 | 31 | 33 | 27 | 22 | 18 |
| POLO TOCANTINS | 13 | 294 | 5.604 | 126.955 | **172** | 45 | 45 | 43 | 41 | 57 | 43 | 43 | 41 | 39 |
| POLO MARAJÓ | 13 | 141 | 645 | 38.740 | **99** | 29 | 29 | 29 | 29 | 116 | 37 | 37 | 37 | 37 |
| **REGIONAL BELÉM** | **48** | **2.741** | **7.863** | **773.096** | **67** | **34** | **30** | **27** | **23** | **40** | **35** | **30** | **25** | **22** |
| POLO CAPANEMA | 6 | 334 | 5.825 | 142.339 | **121** | 51 | 51 | 49 | 47 | 56 | 39 | 39 | 37 | 35 |
| POLO CASTANHAL | 3 | 372 | 4.377 | 143.561 | **90** | 40 | 40 | 38 | 36 | 90 | 38 | 38 | 36 | 34 |
| POLO PARAGOMINAS | 3 | 192 | 4.703 | 39.420 | **151** | 61 | 61 | 59 | 57 | 62 | 52 | 52 | 50 | 48 |
| POLO TOMÉ-AÇÚ | 4 | 259 | 4.495 | 66.791 | **139** | 45 | 45 | 43 | 41 | 53 | 38 | 38 | 36 | 34 |
| **REGIONAL CASTANHAL** | **16** | **1.157** | **19.400** | **392.111** | **116** | **47** | **47** | **45** | **43** | **53** | **40** | **40** | **38** | **36** |
| POLO MARABÁ | 11 | 539 | 11.897 | 136.359 | **90** | 41 | 41 | 39 | 37 | 36 | 41 | 41 | 39 | 37 |
| POLO PARAUAPEBAS | 6 | 372 | 7.383 | 73.112 | **166** | 57 | 57 | 55 | 53 | 73 | 62 | 62 | 60 | 58 |
| PÓLO REDENÇÃO | 7 | 336 | 6.162 | 48.121 | **98** | 24 | 24 | 22 | 20 | 52 | 35 | 35 | 33 | 31 |
| PÓLO TUCURUÍ | 7 | 245 | 7.268 | 62.720 | **154** | 32 | 32 | 30 | 28 | 51 | 37 | 37 | 35 | 33 |
| POLO XINGUARA | 8 | 239 | 8.417 | 50.247 | **139** | 24 | 24 | 22 | 20 | 64 | 38 | 38 | 36 | 34 |
| **REGIONAL MARABÁ** | **39** | **1.731** | **41.127** | **370.559** | **124** | **38** | **38** | **36** | **34** | **52** | **43** | **43** | **41** | **39** |
| POLO ALTAMIRA | 6 | 205 | 3.829 | 56.819 | **151** | 36 | 36 | 34 | 32 | 61 | 38 | 38 | 36 | 34 |
| POLO ITAITUBA | 8 | 225 | 2.342 | 41.511 | **169** | 28 | 28 | 26 | 24 | 64 | 40 | 40 | 38 | 36 |
| POLO ALENQUER | 14 | 162 | 2.194 | 61.208 | **148** | 30 | 30 | 30 | 30 | 192 | 39 | 39 | 39 | 39 |
| POLO SANTARÉM | 3 | 341 | 1.409 | 68.133 | **89** | 41 | 41 | 39 | 37 | 62 | 41 | 41 | 39 | 37 |
| **REGIONAL SANTARÉM** | **31** | **933** | **9.773** | **227.671** | **135** | **34** | **34** | **33** | **32** | **97** | **39** | **39** | **38** | **37** |
| **CELPA** | **134** | **6.562** | **78.164** | **1.763.437** | **98,3** | **37,69** | **36,19** | **33,52** | **31,08** | **52,6** | **38,33** | **36,18** | **33,17** | **30,59** |

Do ponto de vista regulatório, as metas de qualidade exigidas da CELPA pela ANEEL não condizem com a realidade nas áreas fora dos grandes centros urbanos. A diferença entre as metas e o real observado as tornam inatingíveis a curto prazo, o que vai gerar um problema regulatório estrutural uma vez que os valores devidos por compensações aos consumidores continuarão drenando recursos da concessão. Conforme apresentado neste estudo, só em 2011 foram aproximadamente R$ 88 milhões em compensações aos consumidores por transgressões de DIC, FIC e DMIC.

Fatores particulares comprovadamente existentes e que muito dificultam uma ação eficaz e de curto prazo, tais como dificuldade de deslocamento, existência de grandes áreas com limitação de acesso (reservas indígenas, áreas de conservação ambiental), além das condições meteorológicas críticas previamente citadas (maior índice pluviométrico do país, elevada incidência de descargas elétricas) não são levados em consideração no cálculo dos limites de qualidade. Tal disparidade fica ainda mais clara quando a CELPA é comparada às concessionárias com dificuldades de gestão similares. Segundo a própria ANEEL enquanto a CELPA pagou em média R$ 48,1/Unidade Consumidora em compensações, a CELG pagou 9,9 R$/UC, a CEB 6,4 R$/UC e a CEPISA R$ 0,5/UC.

Esses números evidenciam que existe um grande problema na CELPA decorrente da distância entre o real e o regulatório. A provável origem desse problema se encontra nas particularidades da concessão da CELPA, que aparentemente não foram consideradas nos cálculos regulatórios, uma vez que os limites foram definidos em valores incompatíveis com a realidade. É evidente que tal justificativa não pode ser extrapolada para a situação de todos os conjuntos, mas certamente se aplica para aqueles mais críticos e também para os conjuntos isolados.

Sobre esse particular, cabe notar que dos 134 conjuntos atribuídos à CELPA em 2012, 51 possuem mais de 500 km de rede rural e apresentam índices observados de DIC, FIC e DMIC elevados quando comparados aos limites estabelecidos pela ANEEL, podendo ser considerados críticos devido (*i*) à extensão de sua rede rural e (*ii*) a índices registrados para os indicadores de continuidade muito acima das metas estabelecidas pela ANEEL.

Assim, dos 51 conjuntos citados, que somam 680.024 unidades consumidoras (39% do total de unidades consumidoras da concessão), 28 apresentam registros médios de DIC acima do limite estabelecido pela ANEEL, além de terem faixa de variação (desvio padrão) de cerca de 2 (duas) vezes o valor da média, indicando que a situação de compensação é generalizada.

Dessa forma, apenas nos meses de janeiro e fevereiro de 2012, os 51 conjuntos considerados críticos foram responsáveis pelo pagamento de aproximadamente R$ 5,5 milhões em compensações aos consumidores por violação dos indicadores (DIC, FIC, DMIC), representando 58% do valor total compensado pela CELPA nesses dois meses.

Incluídos nessa estatística estão os conjuntos cuja criação foi autorizada pela Resolução Normativa ANEEL nº 3.266/2011. Assim, reforça-se a necessidade do ajuste de suas metas de forma que se aproximem das condições reais dos conjuntos, deixando de refletir características do conjunto original, especialmente no período

de transição em que a concessionária se encontra, possibilitando a correta destinação dos recursos de OPEX e CAPEX.

## 4.2 Penalidades e Compensações Regulatórias

A consequência imediata da distância entre os níveis de qualidade do serviço prestado pela CELPA e as exigências regulatórias, conforme apontado acima, é a existência de uma quantidade significativa de termos de notificação, de autos de infração e de compensações financeiras aos consumidores.

### 4.2.1 Termos de Notificação

A CELPA recebeu, entre 2003 e 2011, 128 termos notificando o serviço prestado pela empresa em diversas atividades e aspectos, tais como: problemas nas usinas de geração, na qualidade técnica da distribuição, nos aspectos econômico-financeiros, no atendimento ao consumidor, nos pedidos de ligação, entre outros.

### 4.2.2 Autos de Infração

No que se refere aos autos de infração, conforme informações disponibilizadas pela CELPA, tem-se que dos 56 autos de infração emitidos entre 1999 e 2012, 22 já foram encerrados e 4 estão aguardando encerramento.

Por outro lado, 25 ainda estão pendentes e 5 possuem recursos julgados com resultado desfavorável para a concessionária, que totalizam R$ 72,4 milhões de passivo pendente sob autos de infração.

## Autos de Infração CELPA

| Nº AI | Origem | Tipo | Multa Aplicada (R$) | Após Recurso | | | Situação |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Valor Recuperado | Multa atual (R$) | Saldo Pendente | |
| 001E/1999 | ARCON | TÉC/COML | - | 0 | 0 | 0 | Encerrado |
| 001E/2000 | ARCON | TÉC/COML | 50.745,72 | 50.745,72 | 0 | 0 | Encerrado |
| 001E/2001 | ARCON | TÉC/COML | 272.545,37 | 272.545,37 | 0 | 0 | Encerrado |
| 001GTE/2002 | ARCON | TÉC/COML | 407.899,00 | 407.899,00 | 0 | 0 | Encerrado |
| 002GTE/2002 | ARCON | DEC/FEC | 470.772,82 | 470.772,82 | 0 | 0 | Encerrado |
| 006SFF/2003 | ANEEL | Econ./Financeiro | 1.473.197,27 | 1.473.197,27 | 0 | 0 | Encerrado |
| 004GTE/2003 | ARCON | DEC/FEC | 3.535.555,14 | 3.535.555,14 | 0 | 0 | Encerrado |
| 722/2004 | MAE | Econ./Financeiro | 253.320,27 | 0 | 253.320,27 | 0 | Encerrado |
| 746/2004 | MAE | Econ./Financeiro | 751.341,05 | 751.341,05 | 0 | 0 | Encerrado |
| 001GTE/2004 | ARCON | TÉC/COML | 460.199,74 | 437.189,75 | 23.009,99 | 0 | Encerrado |
| 002GTE/2004 | ARCON | DEC/FEC | 45.517,76 | 0 | 45.517,76 | 45.517,76 | Pendente - Ação Judicial |
| 003GTE/2004 | ARCON | DEC/FEC | 4.112.141,21 | 755.695,80 | 3.356.445,41 | 3.356.445,41 | Pendente - Ação Judicial |
| 004GTE/2004 | ARCON | DEC/FEC | 4.495,61 | 0 | 4.495,61 | 4.495,61 | Pendente - Ação Judicial |
| 005GTE/2004 | ARCON | DEC/FEC | 9.971,27 | -5.050,91 | 15.022,18 | 0 | Encerrado |
| 006GTE/2004 | ARCON | DEC/FEC | 6.020,49 | 0 | 6.020,49 | 0 | Encerrado |
| 007GTE/2004 | ARCON | DEC/FEC | 8.721,55 | 3.608,04 | 5.113,51 | 5.113,51 | Pendente - Ação Judicial |
| 008GTE/2004 | ARCON | DEC/FEC | 6.370,92 | 6.370,92 | 0 | 0 | Encerrado |
| 009GTE/2004 | ARCON | DEC/FEC | 4.029,71 | 0 | 4.029,71 | 4.029,71 | Pendente - Ação Judicial |
| 010GTE/2004 | ARCON | DEC/FEC | 1.452,94 | 0 | 1.452,94 | 1.452,94 | Pendente - Ação Judicial |
| 011GTE/2004 | ARCON | DEC/FEC | 8.075,09 | 0 | 8.075,09 | 0 | Encerrado |
| 012GTE/2004 | ARCON | DEC/FEC | 221,67 | 221,67 | 0 | 0 | Encerrado |
| 013GTE/2004 | ARCON | DEC/FEC | 12.483,92 | 0 | 12.483,92 | 12.483,92 | Pendente - Ação Judicial |
| 014GTE/2004 | ARCON | DEC/FEC | 6.950,65 | 0 | 6.950,65 | 0 | Encerrado |
| 001GTE/2005 | ARCON | DEC/FEC | 35.557,72 | 0 | 35.557,72 | 0 | Encerrado |
| 002GTE/2005 | ARCON | DEC/FEC | 685.588,59 | 0 | 685.588,59 | 685.588,59 | Pendente - Ação Judicial |
| 003GTE/2005 | ARCON | DEC/FEC | 52.008,54 | 0 | 52.008,54 | 0 | Encerrado |
| 004GTE/2005 | ARCON | DEC/FEC | 21.925,66 | 0 | 21.925,66 | 0 | Encerrado |
| 017/2005-SFF | ANEEL | Econ./Financeiro | 210.182,67 | 210.182,67 | 0 | 0 | Encerrado |
| 001GTE/2006 | ARCON | TÉC/COML | 13.449.366,46 | 12.797.380,89 | 651.985,57 | 0 | Aguardando encerramento |
| 001GTE/2007 | ARCON | DEC/FEC | 4.345.513,11 | 0 | 4.345.513,11 | 4.345.513,11 | Pendente - Ação Judicial |
| 003GTE/2007 | ARCON | TÉC/COML | 947.799,06 | 135.903,18 | 811.895,88 | 0 | Aguardando encerramento |
| 004GTE/2007 | ARCON | DEC/FEC | 7.485.987,51 | 244.246,15 | 7.241.741,36 | 7.241.741,36 | Pendente - Ação Judicial |
| 010/2008 | ANEEL | Econ./Financeiro | 344.652,05 | 0 | 344.652,05 | 0 | Encerrado |
| 001GTE/08 | ARCON | TÉC/COML | 249.915,65 | 0 | 249.915,65 | 0 | Aguardando encerramento |
| 002GTE/08 | ARCON | TÉC/COML | 1.161.989,77 | -1.107.343,90 | 2.269.333,67 | 2.269.333,67 | Pendente - Recurso Adm. |
| 042/08-SFE | ANEEL | DEC/FEC | 2.454.363,43 | 0,00 | 2.454.363,43 | 2.454.363,43 | Recurso Julgado (Multa Mantida) |
| 006/08-GTE | ARCON | TÉC/COML | 150.587,11 | 150.587,11 | 0 | 0 | Encerrado |
| 008/08-GTE | ARCON | DEC/FEC | 13.689.737,44 | 6.454.047,14 | 7.235.690,30 | 7.235.690,30 | Pendente - Ação Judicial |
| 009/08-GTE | ARCON | TÉC/COML | 2.889.824,86 | 902.044,19 | 1.987.780,67 | 1.987.780,67 | Pendente - Ação Judicial |
| 002/09-GTE | ARCON | TÉC/COML | 433.381,76 | 377.541,34 | 55.840,42 | 55.840,42 | Pendente - Recurso Adm. |
| 006/09-GTE | ARCON | TÉC/COML | 11.351.056,21 | 0 | 11.351.056,21 | 11.351.056,21 | Pendente - Recurso Adm. |
| 001/09-GTE | ARCON | TÉC/COML | 1.168.813,36 | 362.504,28 | 806.309,08 | 806.309,08 | Pendente - Recurso Adm. |
| 009/09-GTE | ARCON | DEC/FEC | 17.160.711,45 | 10.315.374,55 | 6.845.336,90 | 6.845.336,90 | Recurso Julgado (Multa Mantida) |
| 118/10-SFF | ANEEL | Econ./Financeiro | 0 | 0 | 0 | 0 | Aguardando encerramento |
| 001/10-GTE | ARCON | TÉC/COML | 2.593.298,83 | 1.894.548,33 | 698.750,50 | 698.750,50 | Pendente - Recurso Adm. |
| 002/10-GTE | ARCON | TÉC/COML | 105.851,44 | 0 | 105.851,44 | 105.851,44 | Pendente - Recurso Adm. |
| 003/11-GTE | ARCON | TÉC/COML | 109.785,06 | 102.632,82 | 7.152,24 | 7.152,42 | Recurso Julgado (Multa Mantida) |
| 004/10-GTE | ARCON | TÉC/COML | 761.510,50 | 0 | 761.510,50 | 761.510,50 | Pendente - Recurso Adm. |
| 006/10-GTE | ARCON | TÉC/COML | 1.358.772,08 | 0 | 1.358.772,08 | 1.358.772,08 | Pendente - Recurso Adm. |
| 003/10-GTE | ARCON | DEC/FEC | 9.645.647,30 | 0 | 9.645.647,30 | 9.645.647,30 | Pendente - Recurso Adm. |
| 002/11-GTE | ARCON | TÉC/COML | 105.630,83 | 0 | 105.630,83 | 105.630,83 | Pendente - Recurso Adm. |
| 004/10-GTE | ARCON | TÉC/COML | 247.897,42 | 0 | 247.897,42 | 247.897,42 | Recurso Julgado |
| 006/11-GTE | ARCON | TÉC/COML | 28.130,18 | 0 | 28.130,18 | 28.130,18 | Pendente - Recurso Adm. |
| 005/11-GTE | ARCON | TÉC/COML | 2.783.682,94 | 0 | 2.783.682,94 | 2.783.682,94 | Pendente - Recurso Adm. |
| 059/11-ANEEL | ANEEL | TÉC/COML | 85.997,68 | 0 | 85.997,68 | 85.997,68 | Recurso Julgado |
| 005/12-GTE | ARCON | TÉC/COML | 7.908.697,38 | 0 | 7.908.697,38 | 7.908.697,38 | Pendente - Recurso Adm. |
| | | **TOTAL** | **115.925.893** | **40.999.740** | **74.926.153** | **72.445.813** | |

**Fonte: CELPA**

### 4.2.3 Compensações por Transgressão de Nível de Tensão

As compensações devidas aos consumidores por transgressão de níveis de tensão estabelecidas pelo PRODIST – Módulo 8 levam em conta os indicadores de nível de tensão precária e crítica. Ou seja, enquanto a tensão medida na unidade consumidora gerar índices maiores que os considerados aceitáveis (DRPm – Duração de Tensão Precária Máxima= 5% e DRCm- Duração de Tensão Crítica Máxima= 0,5%) será devido o pagamento ao consumidor.

Os valores pagos pela CELPA de 2010 a 2012 (1º trimestre) em compensações por transgressão de nível de tensão são mostrados a seguir.

| Regional | Compensações por transgressão de nível de tensão | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2010 | % em 2010 | 2011 | % em 2011 | 2012 (jan/fev/mar) | % em 2012 |
| Belém | 3.794.396 | 32,8% | 2.706.341 | 30,7% | 568.594 | 30,4% |
| Castanhal | 2.201.213 | 19,0% | 2.104.698 | 23,9% | 473.083 | 25,3% |
| Marabá | 4.385.478 | 37,9% | 3.094.525 | 35,1% | 604.994 | 32,4% |
| Santarém | 1.179.068 | 10,2% | 911.678 | 10,3% | 223.145 | 11,9% |
| Total | 11.560.155 | | 8.817.243 | | 1.869.816 | |

**FONTE: CELPA**

Os valores apresentados são preocupantes, pois as sucessivas penalizações e compensações representam um problema presente em toda a área de concessão. Os esforços da concessionária para resolver a situação, realizando investimentos em ampliação da rede em um curto espaço de tempo, ainda não foram suficientes para a reversão da situação, uma vez que a rede existente continuará a ter seu funcionamento comprometido.

### 4.2.4 Compensações por violação de indicadores de qualidade

A tabela a seguir apresenta as compensações pagas ao consumidor pela CELPA, em 2011, devido à violação de indicadores individuais de qualidade (DIC/FIC/DMIC).

| DIC/FIC/DMIC Compensações 2011 | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Regional | UC Compensadas (A) | UC Total Regional (B) | (A/B) | Compensação (R$) |
| BELEM | 4.596.800 | 773.096 | 5,9 | R$27.967.574 |
| CASTANHAL | 3.207.696 | 392.111 | 8,2 | R$15.369.819 |
| MARABA | 3.313.434 | 370.559 | 8,9 | R$23.750.672 |
| SANTAREM | 2.522.236 | 227.671 | 11,1 | R$20.888.694 |
| **TOTAL** | **13.640.166** | **1.763.437** | **7,7** | **R$87.976.759** |

**Fonte: CELPA**

O número de compensações pagas pela CELPA em 2011 mostra que, em média, cada UC recebeu compensação mais de 7 vezes no mesmo ano, sendo que a média Brasil é 1,5 vezes.

O valor pago neste mesmo ano corresponde a 35% do EBITDA regulatório proposto para o 3º CRTP[3], perfazendo R$ 49,89/consumidor, na média.

Analisando separadamente cada tipo de compensação, observa-se que o DIC foi o principal responsável pelo total de compensações (51%), seguido do FIC (41%). Enquanto o DMIC foi o que menos gerou compensações, responsável por apenas 8% delas.

**DIC 2011**

| Regional | UC Compensadas | R$ |
|---|---|---|
| **Belém** | 1.515.169 | R$10.728.880 |
| **Castanhal** | 1.574.774 | R$9.011.814 |
| **Marabá** | 1.792.128 | R$15.794.637 |
| **Santarém** | 869.770 | R$9.328.593 |
| **TOTAL** | 5.751.841 | R$44.863.924 |

**FIC 2011**

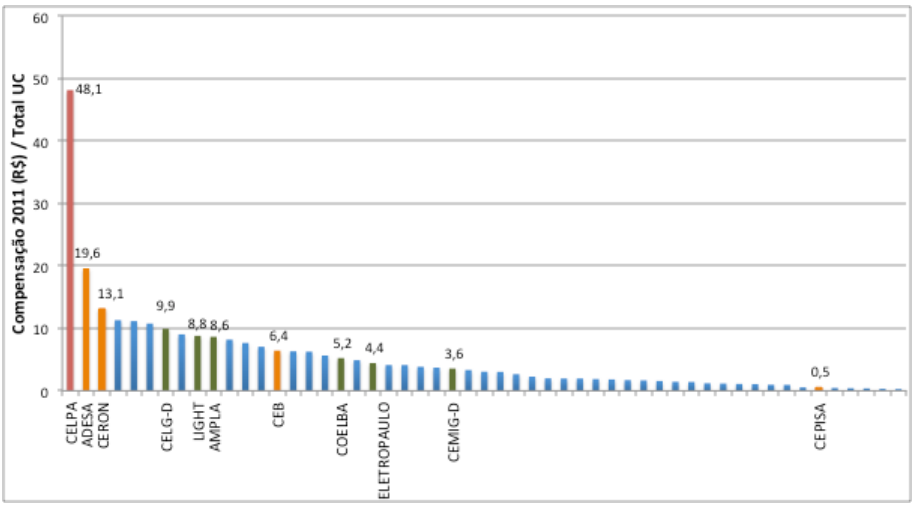
| Regional | UC Compensadas | R$ |
|---|---|---|
| **Belém** | 2.387.769 | R$13.793.352 |
| **Castanhal** | 1.318.131 | R$5.191.236 |
| **Marabá** | 1.075.311 | R$5.907.069 |
| **Santarém** | 1.507.662 | R$10.947.202 |
| **TOTAL** | 6.288.873 | R$35.838.859 |

**DMIC 2011**

| Regional | UC Compensadas | R$ |
|---|---|---|
| **Belém** | 693.862 | R$3.445.341 |
| **Castanhal** | 314.791 | R$1.166.769 |
| **Marabá** | 445.995 | R$2.048.967 |
| **Santarém** | 144.804 | R$612.899 |
| **TOTAL** | 1.599.452 | R$7.273.976 |

**Fonte: CELPA**

O gráfico a seguir apresenta o montante de compensações pago em 2011 (em R$/ por unidade consumidora), para todas as distribuidoras de energia.




**Fonte: ANEEL**

Observa-se claramente que a compensação unitária paga pela CELPA difere muito do praticado pelas demais concessionárias do país. A média das compensações unitárias das demais empresas (excluindo a CELPA) ficou em 4,3 R$/UC, enquanto a compensação unitária paga pela CELPA foi 11,2 vezes maior (48,1 R$/UC).

[3] R$ 251,6 milhões, sendo R$ 124,8 milhões de remuneração do capital, R$ 95,3 milhões de quota de reintegração regulatória e R$ 31,5 milhões de custo anual das instalações móveis e imóveis.

Tal discrepância pode se dar por duas razões basicamente: (*i*) ineficiência da concessionária; e/ou (*ii*) limites regulatórios inadequados à concessão.

É razoável supor que parte da diferença seja decorrente de problemas de gestão da empresa. Entretanto, quando são analisadas empresas com problemas gerenciais e financeiros tão ou mais graves que o da CELPA, observa-se que o valor pago de compensações não é tão elevado (exemplos: ADESA = 19,6 R$/UC; CERON = 13,1 R$/UC; CELG = 9,9 R$/UC; CEB 6,4 R$/UC; CEPISA = 0,5 R$/UC).

Além disso, quando são analisadas as empresas que mais pagaram, em montante global, compensações relacionadas à violação de DIC/FIC/DMIC em 2011 (empresas representadas em verde no gráfico acima – LIGHT, COELBA, CELG-D, AMPLA, ELETROPAULO e CEMIG) observa-se que a segunda maior compensação unitária foi a da CELG (9,9 R$/UC), 1/5 da compensação unitária da CELPA.

Os números mostram que ineficiência por si não explicaria nem resultaria em compensações tão elevadas para a CELPA quando comparada às demais com problemas de gestão reconhecidos. É razoável inferir que parte da discrepância encontrada na compensação unitária da CELPA é decorrente dos limites inadequados para o caso específico da concessão Paraense.

### 4.2.5 Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE

Atualmente o saldo não aplicado em P&D e Eficiência Energética é de R$ 63 milhões. Este montante equivale a duas vezes o limite definido pela ANEEL nos manuais de P&D e PEE. Ademais, a partir de informações obtidas com a própria CELPA, em função da recuperação judicial, a aplicação de recursos em novos projetos está suspensa, o que ampliará o saldo.

## 4.3 Perdas Não Técnicas

Conforme já exposto, a CELPA é a concessionária de distribuição de energia elétrica do Estado do Pará, responsável pela distribuição de energia elétrica para uma área de concessão de 1.247.690 km², abrangendo todos os 143 municípios do Estado do Pará. Atualmente, a concessionária atende a mais de 1,8 milhões de clientes, beneficiando mais de sete milhões de habitantes.

Quanto às condições socioeconômicas, a concessão da CELPA é a área mais difícil do país para se combaterem as perdas não técnicas. As condições socioeconômicas da área de concessão são muito adversas, o que pode ser comprovado pelo ranking do índice de complexidade socioeconômica apurado no 3º CRTP. Nesse mesmo ranking, no 2º ciclo, a concessionária ocupou a primeira colocação e permaneceu na mesma posição quando da atualização do ranking para o 3º ciclo, conforme Submódulo 2.6 do PRORET.

Adicionalmente, um exame mais apurado e atualizado indica que as condições socioeconômicas no Pará e na Região Metropolitana de Belém são ainda piores do que aquelas consideradas na definição do "índice de complexidade".

Comparando a evolução das variáveis consideradas para a composição do índice de complexidade socioeconômica, nota-se que a região da concessionária CELPA apresentou piora socioeconômica relativa de 2001 a 2008, principalmente em termos de violência e inadimplência. Os resultados obtidos foram:

- Violência: em 2001, a CELPA era a concessionária com a 35ª área mais violenta; em 2008, a área de concessão da CELPA passou a ser a 4ª mais violenta do país, subindo 31 posições no ranking de violência;
- Desigualdade: medida pelo percentual de pessoas abaixo da linha de pobreza, a CELPA passou de 15ª área mais desigual em 2001 para 11ª em 2008, ganhando 4 posições;
- Infraestrutura (abastecimento de água) e informalidade (precariedade): a situação relativa da CELPA é muito ruim desde 2001, quando a concessionária apresentava a 5ª pior área em termos de infraestrutura e a 4ª pior área em termos de precariedade. Em 2008, a CELPA aparece na 3ª pior área em termos de abastecimento de água, ganhando 2 posições, e em termos de precariedade, ganhando 1 posição.
- Infraestrutura (coleta de lixo): em 2004 a área de concessão da CELPA era a 13ª com piores condições de infraestrutura; essa situação piorou e, em 2008 passou a ser a 9ª pior área em termos de coleta de lixo, ganhando 4 posições.
- Inadimplência: em 2004, a área de concessão da CELPA era a 47ª com maior inadimplência no setor de crédito; já em 2008 passou a ser 16ª área com mais inadimplência, ganhando 31 posições em apenas 4 anos.

Ressalta-se ainda que, no 2º CRTP, a CELPA já era a 1ª colocada no ranking de "complexidade social". Assim, a piora socioeconômica relativa da sua área de concessão do segundo para o terceiro ciclo se refletiu em ampliação da distância entre a CELPA e as demais concessionárias.

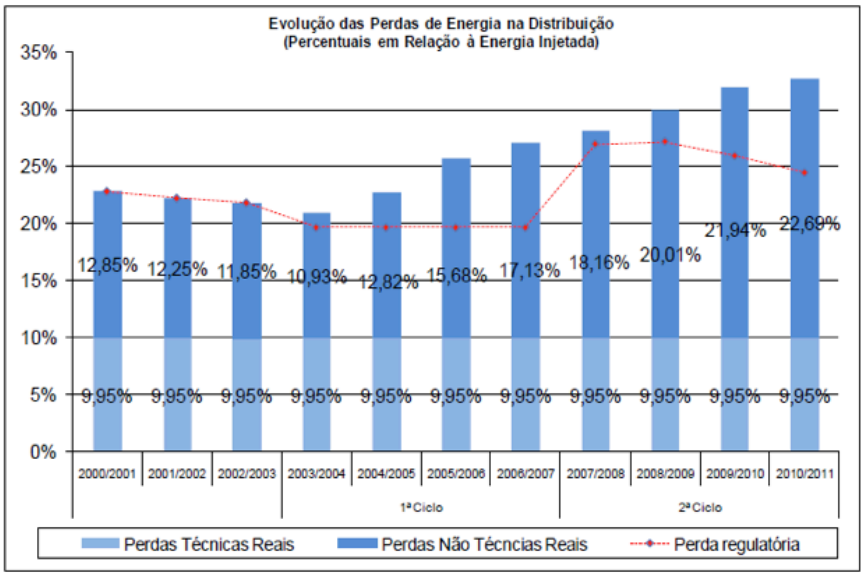
Seguindo essa tendência de piora dos indicadores socioeconômicos do Estado do Pará, as perdas elétricas também aumentaram nos últimos anos.

A tabela a seguir apresenta a evolução das perdas elétricas da CELPA no período de 2003 a 2010.

| **Perda Global** | **2003** | **2004** | **2005** | **2006** | **2007** | **2008** | **2009** | **2010** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Energia Injetada | 5.277.183 | 5.660.183 | 6.205.799 | 6.687.532 | 7.290.927 | 7.833.438 | 8.219.939 | 9.129.155 |
| Perda MWh | 1.140.123 | 1.278.134 | 1.531.046 | 1.833.248 | 2.043.614 | 2.226.641 | 2.593.836 | 2.916.928 |
| Perda % | **21,60** | **22,58** | **24,67** | **27,41** | **28,03** | **28,42** | **31,56** | **31,95** |
| Mercado Cativo + Livre | 4.137.059 | 4.382.050 | 4.674.753 | 4.854.284 | 5.247.313 | 5.606.797 | 5.626.104 | 6.212.227 |
| **Perda Técnica %** | **9,95** | **9,95** | **9,95** | **9,95** | **9,95** | **9,95** | **9,95** | **9,95** |
| **Perda Técnica MWh** | 525.080 | 563.188 | 617.477 | 665.409 | 725.447 | 779.427 | 817.884 | 908.351 |
| **MWh Agregado com Equipes** | **38.213** | **37.518** | **47.245** | **64.615** | **185.000** | **322.446** | **314.868** | **425.852** |
| **MWh Retração na Requerida** | **8.407** | **8.254** | **10.394** | **14.215** | **40.700** | **70.938** | **69.271** | **93.687** |
| **MWh Grupo AT** | 1.624.701 | 1.776.307 | 1.909.783 | 2.032.487 | 2.207.285 | 2.323.262 | 2.289.062 | 2.323.408 |

| **Perda no Mercado de BT** | **2003** | **2004** | **2005** | **2006** | **2007** | **2008** | **2009** | **2010** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Energia Injetada | 3.135.809 | 3.328.942 | 3.688.933 | 4.003.851 | 4.398.895 | 4.801.687 | 5.182.265 | 5.991.084 |
| Perda MWh | 661.664 | 760.718 | 971.208 | 1.246.668 | 1.543.867 | 1.840.598 | 2.160.091 | 2.528.117 |
| Perda % | **26,74** | **29,62** | **35,74** | **45,22** | **54,08** | **62,16** | **71,47** | **73,00** |
| Mercado Cativo | 2.474.145 | 2.568.224 | 2.717.725 | 2.757.183 | 2.855.028 | 2.961.089 | 3.022.174 | 3.462.967 |
| **Taxa Média de Crescimento Espontâneo** | | **2,88** | **4,50** | **6,16** | **6,83** | **7,08** | **7,46** | **6,61** |

O gráfico a seguir apresenta uma comparação entre a evolução das perdas regulatórias e reais da CELPA nos últimos anos. Os percentuais são apresentados em termos de energia injetada.




**Fonte: ANEEL**

A figura mostra que, durante o segundo ciclo tarifário, as perdas reais sempre foram superiores à meta regulatória definida pela ANEEL. Concretamente, isso significa que, nesse período, o controlador comprometeu recursos preciosos necessários a operação, manutenção e expansão para pagar os custos com compra de energia que ficaram descobertos pela tarifa.

Visando reverter essa situação deficitária e prejudicial, a CELPA investiu, nos últimos 5 anos, em média R$ 73,7 milhões/ano de recursos no combate às PNT nos seus sete principais projetos: (*i*) combate ao "gancho", (*ii*) blindagem de medidores, (*iii)* regularização de áreas de invasão, (*iv*) regularização de clientes sem medição, (*v*) projeto "*High Performance*", (*vi*) Caixa de Medição Blindada, e (*vii*) Sistema de Medição Indireta com Telemedição, sendo R$ 16,7 milhões nas ações de campo de fiscalização e regularização e R$ 57 milhões de investimentos associados.

Apesar de todo esse esforço de pessoal e recursos as PNTs não diminuíram. Pelo contrário, aumentaram, tendo alcançado o patamar de 50,62% sobre o mercado de baixa tensão em julho de 2011, percentual bem acima da proposta regulatória do ponto de chegada ao final do 2º CRTP, em agosto de 2011, de 31,82% sobre o mercado de baixa tensão. Essas perdas, de forma resumida, tiveram suas justificativas principais no aumento: (*i)* da degradação dos indicadores socioeconômicos, (*ii*) do crescimento espontâneo das perdas (novas fraudes) mais que dobrando o indicador histórico que era de 3% para 7% nos últimos 5 anos e, (*iii*) das dificuldades técnicas e legais de implementação das ações de combate.

Assim, em um quadro de uso de recursos essenciais para a concessão para pagar parte das perdas não cobertas pela tarifa e com todo esse esforço empreendido pela concessionária, pode-se concluir que houve uma piora das condições socioeconômicas da concessão, que refletiram em uma elevação das perdas não técnicas e que merecem ser consideradas na definição dos requisitos regulatórios por parte da ANEEL.

**Proposta ANEEL 3ª RTP**

Por meio da Nota Técnica nº 44/2012-SRD/ANEEL, de 12 de abril de 2012, a ANEEL definiu o nível de perdas técnicas da concessionária em 12,16% da energia injetada.

No âmbito da Audiência Pública nº 038/2012, ANEEL propõe que seja adotado como ponto de partida do 3° ciclo o menor nível de perdas não técnicas observado no passado recente da distribuidora. No caso, a perda ocorrida em 2008 de 36,27% sobre o mercado de baixa tensão.

Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta a proposta da ANEEL quanto aos percentuais de perdas comparada com as perdas reais da CELPA.

| | Descritores | MWh/ano | % Perdas / En. Inj. | % PNT/ Mercado BT |
|---|---|---|---|---|
| PROPOSTA ANEEL | **PERDAS DE ENERGIA** | **2.676.872** | | |
| | Perdas na Rede Básica (%) | 194.981 | | |
| | **Distribuição** | **2.481.891** | 27,86% | |
| | Perdas Técnicas (%) | 1.082.824 | 12,16% | |
| | Perdas não técnicas (%) | 1.399.067 | 15,71% | |
| | FORNECIMENTO | 6.230.981 | | |
| | Mercado BT | 3.857.589 | | 36,27% |
| | Energia Injetada | 8.907.853 | | |
| | Descritores | MWh/ano | % Perdas / En. Inj. | % PNT/ Mercado BT |
| PLEITO CELPA | **PERDAS DE ENERGIA** | **3.270.518** | | |
| | Perdas na Rede Básica (%) | 207.975 | | |
| | **Distribuição** | **3.108.094** | 32,71% | |
| | Perdas Técnicas (%) | 1.155.382 | 12,16% | |
| | Perdas não técnicas (%) | 1.952.712 | 20,55% | |
| | FORNECIMENTO | 6.230.981 | | |
| | Mercado BT | 3.857.589 | | 50,62% |
| | Energia Injetada | 9.501.498 | | |
| | Descritores | MWh/ano | % Perdas / En. Inj. | % PNT/ Mercado BT |
| DIFERENÇA CELPA X ANEEL | **PERDAS DE ENERGIA** | **593.646** | | |
| | Perdas na Rede Básica (%) | 12.994 | | |
| | **Distribuição** | **626.203** | 4,85% | |
| | Perdas Técnicas (%) | 72.558 | 0,00% | |
| | Perdas não técnicas (%) | 553.645 | 4,85% | |
| | FORNECIMENTO | 0 | | |
| | Mercado BT | 0 | | 14,35% |
| | Energia Injetada | 593.645 | | |

A partir da tabela acima constata-se que mantendo as condições do ano teste a CELPA deixaria de ter reconhecido nas tarifas cerca de 594 GWh por ano. Considerando o preço médio de energia comprada proposta na Audiência Pública da RTP, a concessionária deixaria de repassar ao consumidor aproximadamente R$ 66,1 MM com custos de aquisição de energia.

Deste modo, a diferença entre perda real e regulatória, sem cobertura tarifária, tem consumido recursos expressivos da concessão. A situação se mostra ainda mais preocupante para o futuro, pois verifica-se uma tendência de elevação das perdas não técnicas a partir da análise dos valores realizados em 2012.

## 4.4 Universalização

Quanto ao PLPT, a tabela a seguir apresenta o número de ligações realizadas pela CELPA até dezembro de 2011, bem como as respectivas metas originais e repactuadas.

| Meta Original (2004) | Meta Alterada (2009) | Ligações Acumuladas (dez/2011) | % realizado (meta alterada) |
|---|---|---|---|
| 236.050 | 349.044 | 329.003 | 94% |

O planejamento do Programa Luz Para Todos (PLPT) na CELPA para o triênio 2012-2014 prevê o atendimento a 111.080 novos domicílios, conforme novo Termo de Compromisso assinado entre CELPA e Ministério de Minas e Energia, com a interveniência da ANEEL e da ELETROBRÁS. Ou seja, até 2014 a CELPA terá realizado 460.124 ligações no contexto do PLPT.

Para este período do PLPT, a origem dos recursos será conforme quadro abaixo, no qual não se tem mais a participação financeira do Governo do Estado, que continuará participando através de representante legal no Comitê Gestor Estadual (CGE-PA), conforme definido no Manual de Operacionalização do PLPT para o período 2012-2014.

| | | | |
|---|---|---|---|
| CDE | 75% | Subvenção | MME/Eletrobrás |
| RGR | 10% | Financiamento | MME/Eletrobrás |
| Agente Executor | 15% | Recursos Próprios | CELPA |

As metas anuais definidas no novo Termo de Compromisso são as seguintes:

| 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | Total |
|---|---|---|---|---|
| 1.000 | 36.666 | 36.667 | 36.747 | 111.080 |

A partir de informações da própria CELPA as novas 111 mil ligações do PLPT vão exigir recursos da ordem de R$ 836 milhões, ou seja, até o desfecho do programa cada nova ligação custará em média R$ 7.500. Isto significa dizer que o PLPT paraense alcançará as ligações mais distantes dos centros de carga provocando impactos na qualidade do serviço e do produto, nos custos operacionais, nas perdas de energia e na inadimplência.

Dessa forma, constata-se que, ao contrário da grande maioria das concessões no Brasil, o Programa Luz para Todos no Pará ainda trará impactos importantes para a concessão alterando sua dinâmica e característica até o final do terceiro ciclo.

Isto posto, é preocupante que as 111 mil novas ligações do PLPT ocorram durante o 3º ciclo, momento a partir do qual a ANEEL decidiu que não haverá mais a apuração do componente financeiro relativo ao déficit do PLPT. A Agência utilizou como justificativa a redução da influência do PLPT na dinâmica das concessões para o terceiro ciclo, o que não se verifica para a CELPA conforme demonstrado anteriormente.

Cabe destacar ainda que, conforme Plano de Ação encaminhado pela CELPA à ANEEL, em atendimento ao Termo de Intimação nº 001/2012 – SFF/SFE/SFG, existem desafios remanescentes para universalização urbana no Pará. Pelas estimativas da própria Companhia, serão necessários investimentos da ordem de R$ 250 milhões para atendimento de clientes de baixa tensão na área urbana.

Ao contrário da grande maioria das concessionárias brasileiras, cujo processo de universalização está praticamente concluído ou é marginal, a universalização do Pará ainda prevê desafios que consumirão R$ 1,1 bilhão em investimentos até o final do terceiro ciclo (2015).

## 4.5 Base de Remuneração da 1ª RTP

A tabela a seguir apresenta a evolução da base de remuneração regulatória entre ciclos revisionais de tarifas.

| Descrição | 1ª RTP | 2ª RTP | 3ª RTP | Delta (3ª RTP x 1ª RTP) |
|---|---|---|---|---|
| **(1) Ativo Imobilizado em Serviço (VNR)** | | 1.893.414.746 | 3.790.340.968 | |
| **(3) Obrigações Especiais** | | 206.609.612 | 1.109.615.585 | |
| **(4) Bens Totalmente Depreciados** | | 161.772.484 | 331.162.973 | |
| **(5) Base de Remuneração Bruta** | **1.310.307.779** | **1.507.472.265** | 2.338.348.218 | 178% |
| **(6) Depreciação Acumulada** | | 804.879.256 | 1.359.750.365 | |
| **(13) Base de Remuneração Líquida Total** | **770.117.244** | **888.638.778** | 1.472.151.767 | 191% |
| **Saldo RGR** | | **16.662.320** | 326.075.569 | |

Sucintamente, a base de remuneração é dada pela soma de todos os ativos reavaliados na 1ª revisão com os investimentos incrementais realizados após cada revisão tarifária. Assim, observa-se pela tabela a seguir que o valor de partida da base de remuneração na 1ª RTP foi sensivelmente baixo, onde são apresentados os valores homologados para a Base de Remuneração Bruta da 1ª RTP (BB1RTP).

| Empresa | Consumidores | Complexidade | BB 1RTP (R$) | BB / Cliente (R$) |
|---|---|---|---|---|
| **CELTINS** | 298.782 | 0,18 | 665.200.557 | 2.226 |
| **AMAZONAS** | 564.100 | 0,38 | 791.555.734 | 1.403 |
| **ENERSUL** | 620.344 | 0,1 | 1.229.059.557 | 1.981 |
| **CEAL** | 696.124 | 0,29 | 737.629.574 | 1.060 |
| **CEB** | 701.977 | 0,12 | 1.256.844.378 | 1.790 |
| **CEMAT** | 706.456 | 0,14 | 899.728.981 | 1.274 |
| **COSERN** | 789.339 | 0,18 | 817.898.061 | 1.036 |
| **EPB** | 884.829 | 0,26 | 729.188.606 | 824 |
| **ESCELSA** | 988.621 | 0,14 | 1.719.787.700 | 1.740 |
| **AES SUL** | 995.650 | 0,1 | 1.398.768.591 | 1.405 |
| **RGE** | 1.052.275 | 0,06 | 1.595.540.655 | 1.516 |
| **CELPA** | 1.183.353 | 0,43 | 1.310.307.779 | 1.107 |
| **CEMAR** | 1.254.413 | 0,41 | 1.755.619.219 | 1.400 |
| **CEEE** | 1.307.291 | 0,17 | 2.011.581.467 | 1.539 |
| **ELEKTRO** | 1.819.607 | 0,12 | 3.260.376.500 | 1.792 |
| **CELG** | 1.915.502 | 0,13 | 2.479.237.058 | 1.294 |
| **CELESC** | 1.972.461 | 0,03 | 2.998.527.850 | 1.520 |
| **AMPLA** | 2.036.052 | 0,29 | 2.596.282.181 | 1.275 |
| **COELCE** | 2.123.849 | 0,35 | 1.897.702.839 | 894 |
| **CELPE** | 2.444.743 | 0,36 | 2.467.873.732 | 1.009 |
| **CPFLPAULISTA** | 3.027.991 | 0,07 | 4.953.309.071 | 1.636 |
| **COPEL** | 3.180.079 | 0,13 | 5.314.932.104 | 1.671 |
| **COELBA** | 3.342.652 | 0,27 | 4.516.979.243 | 1.351 |

Na tabela não consta a CEPISA porque a sua base de remuneração foi arbitrada, não permitindo assim, identificar precisamente qual é a sua realidade em termos de ativos reais.

Dentre as concessionárias cujo mercado supera 1 milhão de clientes, a CELPA é a que tem o menor valor de base de remuneração bruta. Lembre-se que a base bruta representa o VNR (valor novo de reposição) dos ativos que estão disponíveis para a prestação de serviço.

Reforçando ainda mais o fato de que uma parte dos ativos da CELPA não foi considerada, a segunda tabela indica que, dentre as 23 concessionárias de porte, tanto em unidades consumidoras quanto em área de concessão, a CELPA é a que teve homologado o 6º menor custo de Base Bruta por unidade consumidora, ficando atrás apenas da EPB, COELCE, CELPE, COSERN e CEAL. Por exemplo, enquanto a relação BB/UC da CELPA foi de R$ 1.107,28, os seus vizinhos foram: CEMAR R$ 1.399,55, AMAZONAS R$ 1.403,22, CELTINS - R$ 2.226,37, CEMAT - R$ 1.273,58.

Adicionalmente, cabe lembrar que a CELPA é a que tem a maior área de concessão do Brasil, o que diminui sensivelmente a densidade de cliente por $km^2$. Nessa situação, quanto menor é a densidade de clientes maior deve ser a quantidade de ativos, especialmente extensão de redes e de postes, para atender cada cliente. Assim, esperava-se que a CELPA deveria ter um dos maiores custos de ativos por cliente do BRASIL, e não o contrário, como o resultado que foi homologado na 1ª RTP. Essa expectativa se confirmou no caso da CELTINS e da ENERSUL.

Portanto, esses parâmetros mostram claramente que uma parte dos ativos disponíveis para o serviço elétrico em 2003 não foi considerada na base de remuneração regulatória da 1ª RTP da CELPA.

A constatação de que ativos não foram considerados ocorreu quando foi feito pela CELPA o levantamento físico de todos os ativos da concessão, entre 2009 e 2010, conforme se verifica na carta CELPA VPRE/703/11, de 22/11/11:

> *"No período de outubro de 2009 a dezembro de 2010, a CELPA realizou levantamento físico de todas as suas instalações elétricas, considerando as instalações e os respectivos ativos de todas relacionados a Usinas, Subestações, Linhas de Distribuição 69 e 138kV, Redes de Distribuição e Bens Administrativos.*
>
> *Esse levantamento tinha a finalidade de:*
>
> *$1^o$ - Atender o $3^o$ Ciclo de Revisão Tarifária Periódica com os cadastros adequados e ajustados, motivado pela Metodologia estabelecida na RN 338, de 25/11/2008, que previa a avaliação de 100% dos ativos em serviço neste ciclo;*
>
> *$2^o$ - Atender a implantação do MCPSEE - Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, que exigia uma reestruturação no controle dos bens e instalações da empresa.*
>
> *Ao término da conciliação física e contábil constatou-se uma expressiva "sobra física", conforme apresentado no Relatório "Conciliação para Implantação do MCPSE", encaminhado novamente em anexo."*

De acordo com o que consta no referido relatório, a avaliação dessas sobras físicas tem como resultado o valor bruto de R$ 959.415.597 (VNR) e o valor não amortizado de R$ 250.095.129.

Vale lembrar que já há algum tempo existe a suspeita de que havia uma quantidade de ativos que não tinha sido considerada na base de remuneração da CELPA. No âmbito de sua 2ª RTP, a concessionária apresentou um estudo que demonstrava que os ativos considerados regulatoriamente eram incompatíveis com sua concessão.

No documento CONTRIBUIÇÃO DA CELPA CP nº 37/2009 NOTA TÉCNICA Nº 167/2.009 – SRE /ANEEL REFERENTE À METODOLOGIA UTILIZADA E RESULTADOS DA SEGUNDA REVISÃO TARIFARIA - ANEXO I - Custos Operacionais - Ajustes Propostos, com data de 19 de junho de 2009, a CELPA escreveu o seguinte:

***"Valor da tarifa da CELPA em relação às demais***

*Apesar da análise que contrapõe tarifas finais com as características da concessão e com o comprimento médio de rede de distribuição, abordada anteriormente, ser tão robusta o suficiente para mostrar que há uma distorção entre os ativos elétricos e o correspondente mercado e consumidores da Celpa, outros estudos também levam a essa conclusão.*

***Cliente/Transformador***

*A comparação do parâmetro número de cliente/transformador de distribuição entre as empresas é sem dúvida outro bom indicativo de coerência entre ativos elétricos e mercado e consumidores atendidos. Isso porque é um indicador que está associado aos aspectos construtivos e de projeto da rede elétrica, e assim, espera-se que deve haver alguma semelhança do número de consumidores supridos por cada transformador de distribuição entre as distribuidoras similares.*

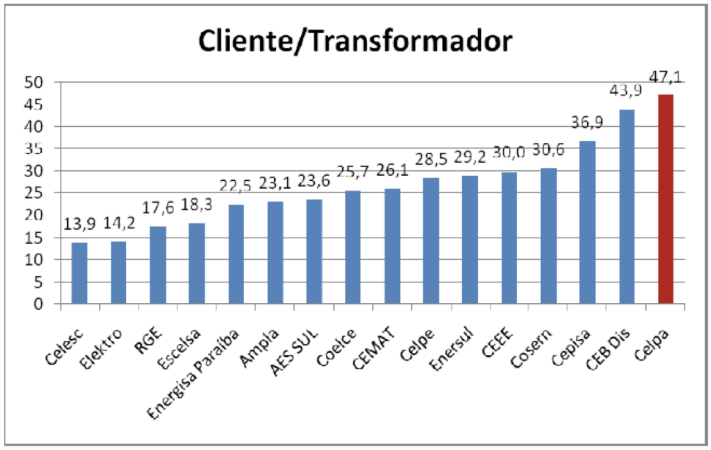
*Conforme consta da NT ANEEL nº 343/2008 sobre a Empresa de Referência, os grupos de similaridade a seguir são formados, quando são utilizados os atributos: área de concessão em km²; número de consumidores; energia requerida em MWh; comprimento total de redes; número de transformadores instalados em poste e número de subestações.*

| Cluster | Concessionárias |
|---|---|
| Cluster 1 | CEMIG e ELETROPAULO |
| Cluster 2 | COELBA, COPEL,CPFL-PAULISTA e LIGHT |
| Cluster 3 | AMPLA, CELG, CELPE, COELCE, ELEKTRO e CELESC |
| Cluster 4 | AES SUL, CEEE, CELPA, CEMAR, CPFL-PIRATININGA, BANDEIRANTE, ESCELSA e RGE |
| Cluster 5 | CEAL, CEB, CEMAT, CEPISA, COSERN, ENERSUL e ENERGISA PARAÍBA |
| Cluster 6 | CELTINS, CERON, CFLCL, ENERGISA SERGIPE e MANAUS ENERGIA |
| Cluster 7 | CAIUÁ, ENERGISA BORBOREMA, SANTA CRUZ, NACIONAL, BRAGANTINA, VALE PARANAPANEMA e ELETROACRE |
| Cluster 8 | BOA VISTA, ENERGISA NOVA FRIBURGO, CFLO, CHESP, JAGUARI, MOCOCA, COCEL, COOPERALINÇA, CPEE, CSPE, DEMEI, DMEPC, ELETROCAR, SANTA MARIA, IGUAÇU e SULGIPE |
| Cluster 9 | JOÃO CESA, EFLUL, FORCEL, HIDROPAN, MUXFELDT e UHENPAL |

*Desse modo, tendo em vista que a Celpa faz parte do Cluster 4, a apuração dos consumidores para cada transformador de distribuição será feita para as empresas do próprio cluster e para aquelas posicionadas acima e abaixo. Conforme notas técnicas da ANEEL, os dados relativos a essas concessionárias mostram-se na tabela abaixo.*

| Concessionária | Transformadores | Clientes | Clientes/Transformador |
|---|---|---|---|
| AES SUL | 46.981 | 1.109.875 | 23,6 |
| Ampla | 100.611 | 2.325.882 | 23,1 |
| CEB Dis | 17.769 | 780.212 | 43,9 |
| CEEE | 46.517 | 1.394.368 | 30,0 |
| Celesc | 145.191 | 2.011.444 | 13,9 |
| Celpa | 28.972 | 1.364.046 | 47,1 |
| Celpe | 97.810 | 2.788.155 | 28,5 |
| CEMAT | 33.359 | 872.257 | 26,1 |
| Cepisa | 23.007 | 848.763 | 36,9 |
| Coelce | 93.063 | 2.388.848 | 25,7 |
| Cosern | 30.714 | 940.735 | 30,6 |
| Elektro | 139.239 | 1.975.329 | 14,2 |
| Energisa Paraíba | 44.881 | 1.010.040 | 22,5 |
| Enersul | 24.259 | 707.464 | 29,2 |
| Escelsa | 57.979 | 1.058.915 | 18,3 |
| RGE | 65.701 | 1.154.487 | 17,6 |

*O gráfico a seguir apresenta a relação consumidores/trafos das concessionárias dos clusters 4, 5 e 6.*




*De acordo com o gráfico, verifica-se que existem grupos aos quais o indicador Cliente/Transformador são semelhantes. São eles:*

- *Celesc, Elektro, RGE, Escelsa, Energisa Paraíba, Ampla, AESSUL, Coelce, Cemat, Celpe, Enersul, CEEE, Cosern – concessionárias consideradas de porte médio, com presença de alguns centros urbanos, de proporção rural semelhantes. Nessas empresas, verifica-se que a relação clientes /transformador está abaixo de 30, sendo a maior parte entre 20 e 30;*
- *Cepisa – o valor de 36,9 clientes/transformador a coloca em uma situação intermediária entre o grupo anterior e o próximo; e*
- *CEB e Celpa – ambas encontram-se acima de 40 clientes /transformador.*

*Para a CEB é coerente e razoável que sua relação clientes/transformador seja superior a das demais empresas apresentadas na tabela, pois trata-se, dentre outros, de uma área de concessão com adensamento urbano acentuado, de 134 habitantes /km$^2$, com a presença marcante de vários setores em que os moradores habitam predominantemente edifícios (tais como, Asa Norte, Asa Sul e Águas Claras), o que faz com que os transformadores de distribuição atendam a um número elevado de unidades consumidoras.*

*Contudo, mostra-se absolutamente incoerente que a Celpa, com uma densidade de apenas 1,1 cliente/km$^2$, portanto 123 vezes menos densa que a CEB, tenha uma relação de 47,1 clientes/transformador, superando desse modo a CEB. Logo, é difícil de acreditar que uma concessão da Amazônia Legal, com mais de 1,2 milhões de km$^2$ tenha seu atendimento feito por transformadores de distribuição que possuem mais clientes por unidade que a CEB.*

*Portanto, o cotejamento do indicador Clientes/transformador da Celpa com as empresas dos clusters 3,4 e 5 mostra de forma inequívoca que a quantidade de ativos elétricos considerada no âmbito de sua revisão tarifária é inconsistente com as características de sua concessão e de seu mercado, uma vez que não é possível atender a sua base atual de clientes com tão pouco ativo."*

Portanto, antes mesmo que fosse feito o levantamento completo dos ativos reais, já se demonstrava que a cobertura tarifária não havia considerado a totalidade dos ativos elétricos. Destaca-se que a desconsideração de tais sobras na 1ª e 2ª revisão tarifária impôs consideráveis perdas de receita à CELPA.

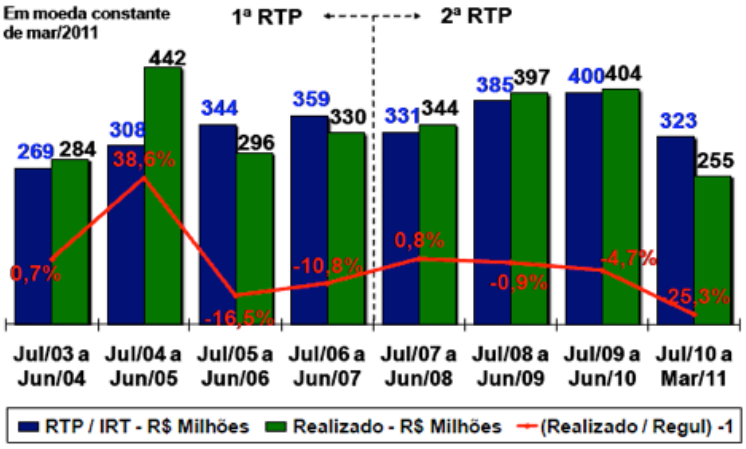
Para o 3º ciclo, entende-se que deva ser feita uma validação por parte da ANEEL para verificar que essas sobras identificadas continuam vinculadas à concessão e exercendo sua função de prestar o serviço público de distribuição e, consequentemente, ser dado o mesmo tratamento tarifário que existe aos demais ativos, contemplando a correspondente remuneração e quota de reintegração regulatórias.

Enfatiza-se que o objetivo da tarifa é remunerar adequadamente os investimentos prudentes e a gestão eficiente, de modo que não é coerente que haja uma penalização permanente na receita da concessionária, provocada pela exclusão também permanente de ativos não identificados no processo da 1ª RTP, mas que estão prestando o serviço adequado de distribuição de energia elétrica.

## 4.6 Custos Operacionais

### 4.6.1 Custos Operacionais Reais

O gráfico a seguir apresenta a comparação entre os custos reais realizados pela CELPA e os custos regulatórios definidos pela ANEEL do 1º CRTP e do 2º CRTP, para o período de julho de 2003 a março de 2011.




**Fonte: NT 47/2012 – SRE/ANEEL**

Pelo gráfico, tem-se uma sinalização de que os custos gerenciáveis incorridos pela CELPA se mantiveram em linha com o padrão regulatório. Entretanto, os custos operacionais reais da CELPA são maiores porque a ANEEL, ao fazer essa comparação, efetuou uma série de cortes de itens de custos que supostamente não seriam comparáveis com a metodologia da ER vigente. Ou seja, os custos reais da CELPA foram superiores aos mostrados no gráfico.

Ademais, os valores regulatórios homologados no 1º e no 2º ciclos foram menores que a realidade da CELPA em decorrência da não consideração de todos os ativos reais da concessionária na modelagem da ER, uma vez que o parâmetro de entrada da ER eram os ativos reais, que estavam subdimensionados.

Entretanto, conforme será abordado no próximo tópico, a distorção regulatória no 3º ciclo é ainda maior.

### 4.6.2 Custos Operacionais Regulatórios 3º CRTP

Para o 3º CRTP, a ANEEL propõe o estabelecimento de um Custo Operacional para ser considerado no Reposicionamento Tarifário (Etapa 1) de R$ 428.774.276. Esse custo corresponde ao valor da ER homologado na 2ª RTP da CELPA com os ajustes e atualizações estabelecidos na metodologia específica.

Além do custo operacional regulatório de partida, Etapa 1, foi introduzida uma meta para ser atingida ao final do 3º CRTP, definida metodologicamente como Etapa 2.

A Etapa 2 consiste basicamente em comparar a performance operacional de todas as concessionárias, definindo para cada uma delas o nível relativo de eficiência. A partir desse nível é estabelecida a meta de custo operacional regulatório.

Para o caso da CELPA, se não houvesse a limitação regulatória para a trajetória de redução de custos (Tmáx = 2%), o resultado da Etapa 2 seria uma redução anual de 3,84% a.a.. Tamanha redução foi causada pelo suposto elevado nível de ineficiência operacional identificado no *benchmarking* da ANEEL.

As tabelas a seguir apresentam a proposta do Regulador para os Custos Operacionais a serem considerados no reposicionamento do 3º CRTP da CELPA e sua meta regulatória para o final do ciclo. Esses valores são resultantes da aplicação da metodologia definida no Submódulo 2.1 do PRORET.

**Etapa 1**

| Descrição | Total |
|---|---|
| OPEX 3º CRTP | 428.774.276 |

**Etapa 2**

| Descrição | Limite Inferior | Centro | Limite Superior |
|---|---|---|---|
| Eficiência | 50,04% | 55,29% | 70,04% |
| OPEX 3º CRTP - 2ª Etapa (Intervalo) | 251.682.700 | 278.088.260 | 352.275.307 |

Analisando a tabela, verifica-se que foi definida uma eficiência média de 55,29% para a CELPA. Isso significa dizer que, segundo a ANEEL, há uma ineficiência operacional de quase 45% dos custos reais praticados pela distribuidora. Essa situação implica no estabelecimento de uma trajetória acentuada de redução de Custos Operacionais. Mesmo com a limitação de 2% a.a., o Custo Operacional deverá partir de R$ 428.774.276, chegando ao final do ciclo em R$ 387.124.322, o que representa uma redução relevante ao longo do próximo ciclo de R$ 41.649.953.

A situação se torna mais crítica ao se compararem os custos operacionais regulatórios com os reais da CELPA do período de 2011/2012 de R$ 446.859.238, conforme mostra a tabela a seguir.

| Ano Tarifário | Proposta ANEEL | Diferença (Aplicação T=2%) | CELPA Real | Diferença |
|---|---|---|---|---|
| 8/2011 - 7/2012 | 428.774.276 | | 446.859.238 | 18.084.962 |
| 8/2012 - 7/2013 | 414.609.552 | 14.164.724 | 446.859.238 | 32.249.686 |
| 8/2013 - 7/2014 | 400.728.123 | 13.881.429 | 446.859.238 | 46.131.115 |
| 8/2014 - 7/2015 | 387.124.322 | 13.603.801 | 446.859.238 | 59.734.916 |
| | **TOTAL** | 41.649.953 | **TOTAL** | 156.200.679 |

A partir dessa comparação, observa-se uma diferença acumulada no ciclo de R$ 156 milhões. Isso representa uma redução em torno de R$ 39 milhões por ano, o que não é factível para a área de concessão da CELPA, conforme considerações apresentadas a seguir.

No âmbito de um modelo de regulação por incentivos do tipo *price cap*, cada empresa busca, ao longo do tempo, a minimização do seu custo global e a maximização de seus resultados.

Diante desse contexto de incentivo à redução de custos e concessão de altíssima complexidade, não é coerente que uma empresa do porte e da complexidade da CELPA, tenha uma ineficiência de 45% dos custos reais, o que indica que o modelo não captura uma grande parte dos fatores determinantes da realidade das distribuidoras e no caso específico da realidade da CELPA.

Uma explicação para a não captura de todos os fatores pode ser a utilização de um número muito reduzido de variáveis ambientais explicativas no modelo. Uma vez que a heterogeneidade entre as 63 distribuidoras de energia é muito grande, é pouco provável que seja possível corrigir as ineficiências apontadas pelo modelo (DEA 1º estágio) utilizando apenas 4 variáveis ambientais (nível salarial, nível de chuvas, complexidade no combate às perdas não técnicas e unidades consumidoras por conjunto) que interferem na eficiência das 63 concessionárias do País. Certamente há outros fatores que impactam na gestão das distribuidoras, tais como a floresta amazônica, a baixa densidade de clientes, as reservas indígenas, a acessibilidade às redes rurais em determinadas regiões do Norte, o acesso possível somente por barco, a existência de sistemas isolados.

A metodologia de apuração dos custos operacionais no 3º CRTP não leva em consideração muitos dos fatores que explicam os níveis dos custos operacionais das distribuidoras, dado que nem todos estes custos se explicam pelas variáveis escolhidas pela ANEEL na determinação do nível de eficiência.

Nas concessões de distribuição existe uma série de custos que não estão sendo explicados pelas variáveis escolhidas pela ANEEL e, dessa forma, ao estarem incluídos nas bases de custos tomadas como referência para o cálculo do *benchmarking* pela metodologia DEA em duas etapas, estão sendo considerados como ineficiências nos custos operacionais, quando na verdade são custos que as concessionárias têm devido às particularidades das concessões onde atuam.

Nesse sentido é necessário identificar esses custos para a sua consideração como custos adicionais e específicos de cada concessão que não estejam sendo explicados pelas variáveis do *benchmarking* e, em consequência, estão sendo erroneamente considerados como ineficiências dessas distribuidoras. Nesses aspectos metodológicos é clássico na literatura algumas deficiências do DEA que no caso específico da metodologia do 3º ciclo pode estar proporcionando custos operacionais insuficientes para a concessão.

Adicionalmente, a atuação da CELPA ainda conta com mais um obstáculo à sua tentativa de redução de custos operacionais, que consiste em um incremento de custos com pessoal derivado da jornada de trabalho de 7 horas diárias (35h semanais) prevista no acordo coletivo, que faz necessário um aumento do número de empregados, conforme apresentado a seguir.

Logo no início da gestão do atual controlador, no início dos anos 2000, a CELPA tentou anular judicialmente o limite máximo de 7 horas diárias de trabalho para os trabalhadores da concessionária. Entretanto, a concessionária não obteve êxito nessa tentativa.

Consequentemente, é essencial que a regulação seja capaz de contemplar o aspecto não gerenciável da limitação da jornada de trabalho para 7h semanais, seja

por meio de um ajuste no modelo geral (DEA), seja pela consideração de um custo adicional, justo, mas não capturado pela metodologia de uso geral.

Por fim, cabe destacar que os parâmetros adotados pela ANEEL para a análise comparativa, tais como km de rede, deveriam utilizar as informações de melhor qualidade, disponíveis após o término do georreferenciamento de seus ativos.

Desse modo, ainda que todos os problemas apontados fossem superados, a trajetória resultante da análise comparativa deveria considerar os desafios futuros da CELPA, que modificarão sobremaneira a concessão durante o terceiro ciclo, alterando as condições nas quais os parâmetros do modelo de custos operacionais foram estabelecidos.

## 4.7 Receitas Irrecuperáveis

No 3º CRTP, conforme metodologia definida no Submódulo 2.2 do PRORET, o percentual de receitas irrecuperáveis de um ano específico será calculado a partir da mediana dos percentuais de receita não recebida em dezembro desse ano faturada nos 18, 21 e 24 meses anteriores. Depois, calcula-se a mediana desses três percentuais.

Para o caso da CELPA, o percentual resultante foi de 0,83%, o que está muito aquém da realidade da concessão. Os percentuais reais da distribuidora em 2010, conforme enviados para a ANEEL na planilha de dados iniciais, são apresentados na tabela a seguir.

| Receitas Irrecuperáveis | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Dados de faturamento** | **Faturamento em dezembro do ano "2010" (R$)** | **(%) faturado 18 meses antes e ainda não recebido em dezembro do ano "i"** | **(%) faturado 21 meses antes e ainda não recebido em dezembro do ano "i"** | **(%) faturado 24 meses antes e ainda não recebido em dezembro do ano "i"** | **Mediana** |
| 1. Residencial | 1.102.485.946 | 5,01% | 4,43% | 3,73% | 4,43% |
| Residencial | 951.133.688 | 4,77% | 4,21% | 3,57% | 4,21% |
| Residencial Baixa Renda | 151.352.257 | 6,67% | 6,23% | 4,99% | 6,23% |
| 2. Industrial | 416.597.030 | 4,14% | 2,13% | 3,80% | 3,80% |
| 3. Comercial | 651.937.606 | 2,45% | 2,19% | 2,15% | 2,19% |
| 4. Rural | 50.119.851 | 11,40% | 10,17% | 8,86% | 10,17% |
| 5. Poder Público | 174.795.566 | 1,30% | 0,82% | 1,19% | 1,19% |
| 6. Iluminação Pública | 64.015.346 | 0,84% | 0,23% | 1,61% | 0,84% |
| 7. Serviço Público | 56.040.308 | 3,29% | 2,40% | 3,75% | 3,29% |

**Fonte: CELPA**

Conforme a tabela, verifica-se que a inadimplência da classe residencial gira em torno de 4,4%, sendo que, para a subclasse Baixa Renda, a inadimplência média é de 6%. Dessa forma, o percentual de inadimplência real da Celpa, calculado conforme o Submódulo 2.2 do PRORET, é de 3,44%, ao invés do 0,83% proposto pelo regulador. Isso representa uma perda de receita requerida de R$ 68,2 milhões/ano.

## 4.8 Inadimplência Setorial

A tabela a seguir apresenta a situação da inadimplência setorial da CELPA em março/2012.

| Parcela A | R$ |
|---|---|
| Agência Nacional de Energia Elétrica | 366.166 |
| Agência Nacional de Energia Elétrica - Autos de Infração | 9.640.748 |
| Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás) | 100.640.468 |
| Ministério de Minas e Energia | 135.360 |
| Compra de Energia e Custos com Transporte | 193.392.200 |
| TOTAL | 304.174.941 |

**Fonte: Plano de Recuperação Judicial e Diário da Justiça TJ/PA - Edição no 5027/2012, de 15 de maio de 2012.**

No que se refere aos encargos, tem-se que a quitação dos mesmos tende a ser menos dificultosa, uma vez que se trata de menos da metade da dívida (R$ 111 milhões) e de poucos credores (Eletrobrás, MME e ANEEL).

Por sua vez, a dívida com compra e transporte de energia é mais elevada (R$ 193 milhões) e intrinsecamente mais difícil de ser equacionada, pois pressupõe a negociação com diversos credores.

Estas dívidas estão levando à inadimplência regulatória da concessionária, fato este que poderá impedir a aplicação do reajuste tarifário de 2012. Não reajustar as tarifas da CELPA, em um quadro de situação financeira crítica, será trágico para a concessão.

## 4.9 Ativos de terceiros

A tabela a seguir apresenta a proposta da ANEEL para a base de remuneração regulatória da 3ª RTP da CELPA.

| Descrição | Valores (R$) |
|---|---|
| (1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição) | 3.790.340.968 |
| (2) Índice de Aproveitamento Integral | 11.214.193 |
| (3) Obrigações Especiais Bruta | 1.109.615.585 |
| (4) Bens Totalmente Depreciados | 331.162.973 |
| **(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)** | **2.338.348.218** |
| (6) Depreciação Acumulada | 1.359.750.365 |
| (7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) | 2.430.590.603 |
| (8) Índice de Aproveitamento Depreciado | 21.375.944 |
| (9) Valor da Base de Remuneração (VBR) | 2.409.214.659 |
| (10) Almoxarifado em Operação | 10.830.344 |
| (11) Ativo Diferido | 0 |
| (12) Obrigações Especiais Líquida | 983.129.530 |
| (13) Terrenos e Servidões | 35.236.294 |
| **(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)** | **1.472.151.767** |
| (15) Saldo RGR PLPT | 168.939.166 |
| (16) Saldo RGR Demais Investimentos | 157.136.402 |
| (17) Taxa de Depreciação | 4,08% |
| (18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17) | 95.331.534 |
| (19) Remuneração de Capital (RC) | 124.754.181 |

**Fonte: ANEEL**

O valor proposto pela ANEEL para a base de remuneração líquida é de R$ 1,47 bilhão e o de Obrigações Especiais Líquida é de R$ 980 milhões. A relação entre ambos é de 67% (=0,98/1,47). Isso quer dizer que, em termos regulatórios, os ativos que devem ser geridos pelo concessionário, mas que não proporcionam

qualquer remuneração por essa gestão, representam 67% da parcela que gera remuneração (BRL).

Dito de outro modo, há uma sub-concessão (BRL) que gera remuneração, e outra (Obrigações especiais e bens 100% depreciados), equivalente a 2/3 dessa, que não gera remuneração, mas pela qual a concessionária responde integralmente, mesmo sem qualquer remuneração.

A situação de distorção que existe entre ativo remunerável e ativo não remunerável ficará ainda mais acentuada nos próximos anos. Para dar continuidade ao PLPT, são previstos investimentos de R$ 1,09 bilhão, sendo R$ 740,8 milhões de natureza de Obrigações Especiais (CDE). Ademais, existem ainda os projetos de interligação dos sistemas isolados sub-rogados pela CCC. Estima-se que o projeto de interligação da Ilha de Marajó e o projeto Calha Norte consumirão cerca de R$ 600 milhões em investimentos que serão sub-rogados e, dessa forma, serão convertidos em obrigações especiais. Desse modo, o valor das Obrigações Líquidas totalizará aproximadamente R$ 2,1 bilhões ao final do PLPT e do prazo para sub-rogação.

Assim, considerando apenas o desfecho do PLPT em 2014, a partir da RTP 2015, os ativos cuja concessionária assumirá a gestão, e todos os ônus e riscos que decorrem da atividade de distribuição de energia elétrica, com seus consumidores conectados, mas pelos quais não receberá qualquer remuneração, serão de R$ 1,5 bilhão. Ou seja, haverá uma sub-concessão a ser gerida sem remuneração maior do que a base de remuneração líquida proposta para a 3ª RTP, aumentando expressivamente a relação risco/retorno.

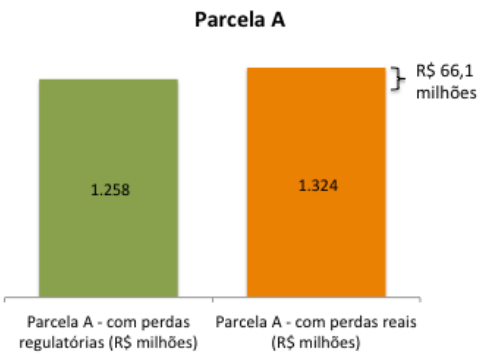
## 4.10 3ª RTP - Geração de caixa no âmbito regulatório

A ANEEL propõe como Parcela B para a CELPA, no âmbito da 3ª RTP, o valor de R$ 708,2 milhões, detalhado do seguinte modo:

**PARCELA B (R$)**

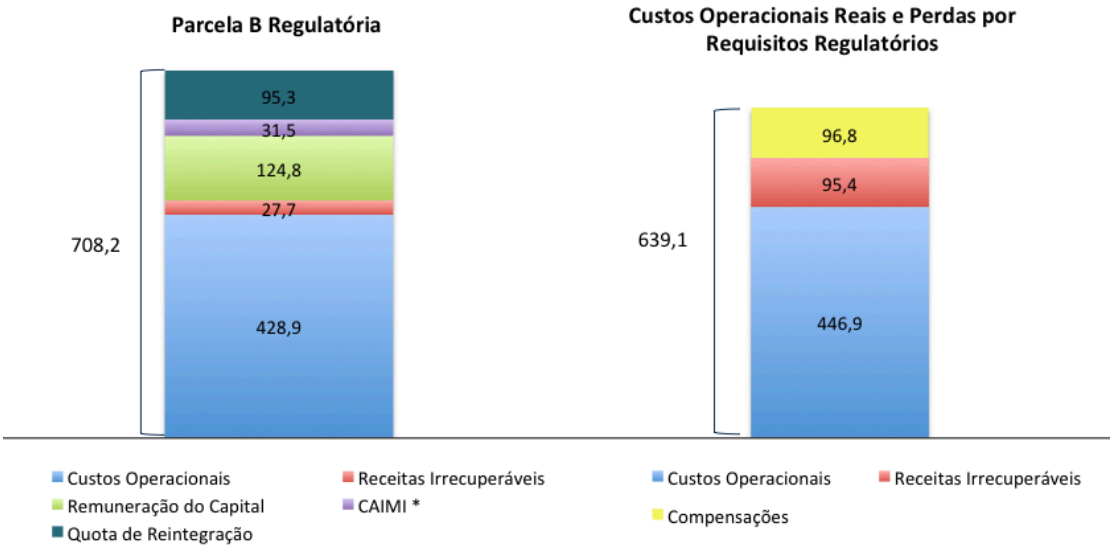
| | |
|---|---|
| Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) | 456.654.868 |
| Custos Operacionais (CO3) | 428.905.945 |
| Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi) | 7.386.323 |
| Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse) | 20.362.600 |
| Custo Anual dos Ativos (CAA) | 251.581.315 |
| Remuneração do Capital (RC) | 124.754.181 |
| Quota de Reintegração Regulatória (QRR) | 95.331.534 |
| Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI) | 31.495.600 |
| **Parcela B (VPB)** | **708.236.183** |

A comparação entre os valores regulatórios propostos com as principais perdas que estão sendo impostas à concessionária por requisitos regulatórios está apresentada a seguir.




Uma das perdas de receita decorrentes da distância entre os requisitos regulatórios e a realidade é consequência da insuficiente cobertura para perdas elétricas que, como pode ser observado no gráfico, gera uma perda de R$ 66,1 milhões para a concessionária.

Esse valor, consequentemente, deverá ser coberto pela parte gerenciável da receita da concessionária, detalhada no gráfico a seguir.




* CAIMI - Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis

O custo operacional real supera o regulatório em R$ 17,95 milhões. Isso representa um desafio para a concessionária na partida que deve ser coberto pelo acionista enquanto não for implementado o aumento na eficiência. Vale lembrar que esse ganho de eficiência será uma tarefa complexa porque houve um sub dimensionamento no patamar regulatório e porque existem imposições trabalhistas que reduzem a produtividade, em especial, a jornada de trabalho de 7 horas.

Para as receitas irrecuperáveis, o requisito regulatório impõe uma perda estimada em R$ 67,7 milhões de Parcela B. Aqui o desafio está no fato de que os níveis maiores de receitas irrecuperáveis estão nas classes residencial, residencial baixa renda e rural. Ou seja, o alto patamar de receitas irrecuperáveis (inadimplência) é formado por inadimplências de unidades consumidoras com baixo consumo de energia e predominando em classes de forte apelo social.

Completando as perdas de receitas decorrentes dos requisitos regulatórios distantes da realidade, tem-se a falta de cobertura para as compensações por transgressões de limites de qualidade de R$ 96,8 milhões.

Após tais perdas operacionais e não operacionais, restam da Parcela B R$ 69,1 milhões. Porém, quando se considera a perda de receita referente às perdas elétricas (R$ 66,1 milhões), que conforme mencionado deverá ser coberta pela parcela gerenciável da receita, temos que resta, da Parcela B, apenas R$ 3 milhões.

Considerando uma situação estática da concessão, onde não há a necessidade de investimentos para atender a expansão do atendimento e para melhorar a qualidade do serviço prestado, a diferença entre a realidade da CELPA e os requisitos regulatórios faz com que não haja qualquer remuneração ao controlador e que os recursos para promoverem a renovação dos ativos, que atingiram o final de sua vida útil, sejam de apenas R$ 3 milhões.

Segundo a ANEEL, a quota de reintegração regulatória necessária para repor os ativos que atingiram o fim da vida útil é de R$ 95,3 milhões.

Portanto, tendo em vista que a sobra de recursos para investimentos em renovação será de R$ 3 milhões e que são necessários R$ 95,3 milhões, se conclui que a manutenção da Parcela B proposta para a 3ª RTP e dos requisitos regulatórios atuais conduzirá ao sucateamento dos ativos da CELPA, ainda que fosse possível extinguir todas as dívidas atuais, que não fosse preciso melhorar a qualidade do serviço, que não fossem necessários investimentos para atender a expansão e que o investidor aceitasse retorno de 0%, ou seja, prestasse serviço sem remuneração.

Vale ressaltar que, nessa análise preocupante, não foi considerado o fato de que, nos anos subsequentes à 3ª RTP, será aplicado o componente T que reduzirá anualmente a Parcela B em 2%, como forma de refletir a meta de custos operacionais regulatórios que partirá de R$ 428,7 milhões em 2011 para chegar em R$ 387,1 milhões em 2015, reduzindo ainda mais a receita operacional em R$ 41,6 milhões.

# 5 NECESSIDADES DA CONCESSÃO APONTADAS PELA CELPA

## 5.1 Plano de Ação Identificado pela CELPA para Recuperação da Qualidade e para a Redução de Perdas

Atendendo ao Termo de Intimação nº 001/2012-SFF/SFE/SFG, a CELPA encaminhou à ANEEL o Plano de Ação para equacionamento das questões apresentadas no Relatório de Comunicação de Falhas e Transgressões à Legislação e ao Contrato de Concessão.

Segundo a CELPA, o plano tem por premissa "planejar as ações dentro da realidade de execução, considerando prazo para a entrega de materiais e de execução da obra, disponibilidade de material e de mão-de-obra qualificada no mercado e logística / condições de acesso."

O citado plano relaciona a melhoria dos indicadores de qualidade dentre as quatro prioridades da concessionária:

- *" Manutenção das operações da companhia;*
- *Manutenção dos investimentos necessários à expansão do sistema elétrico a fim de atender o crescimento do mercado consumidor da área de concessão;*
- ***Realização de investimentos necessários para melhoria dos indicadores de qualidade do serviço de forma a atingir os padrões exigidos pela ANEEL;***
- *Atendimento dos interesses dos Credores, estabelecendo a fonte de recursos, condições e cronogramas de pagamentos."*

Uma das premissas do plano, conforme apontado pela concessionária é a redução das compensações relativas às transgressões dos padrões de qualidade.

Conforme procedimento observado em outros documentos analisados, o Plano de melhorias apresentado pela CELPA descreve majoritariamente as obras realizadas em 2011, na Região Metropolitana de Belém, alvo de grande parte dos investimentos tendo por objetivo o aumento da qualidade no fornecimento de energia elétrica da região, conforme mostra o quadro a seguir.

| **Distribuição – Região Metropolitana Belém** | |
|---|---|
| Construção de Novas Subestações | 6 |
| Novos alimentadores (MT) | 48 |
| Novos transformadores | 6 (180 MW total) |
| Linhas em 69 kV | 41km |
| Linhas de distribuição (<34,5 kV) | 185 km |
| Instalação de chaves seccionadoras e religadores | 200 |

**Fonte: CELPA**

Ao descrever as demais ações previstas no Plano de Melhorias (B11), não há especificação de qual região receberá os investimentos citados, conforme tabela abaixo:

| **Subtransmissão (69kV e 138kV) – Demais Regiões** | |
|---|---|
| Novas Subestações | 26 |
| Linhas de subtransmissão | 25 (942,4km) |
| **Distribuição – Demais Regiões** | |
| Novas subestações | 11 |
| Rede de distribuição em 34,5 kV | 847,8 km |
| Alimentadores MT | 759,07km |
| Recondutoramento de alimentadores | 252,48 km |
| Bancos reguladores de tensão | 30 |
| Bancos de capacitores | 169 |
| Religadores | 85 |
| Chaves fusíveis | 120 |

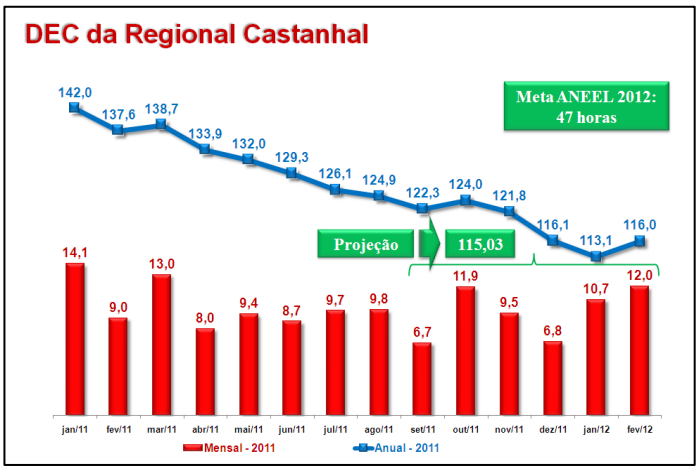
**Fonte: CELPA**

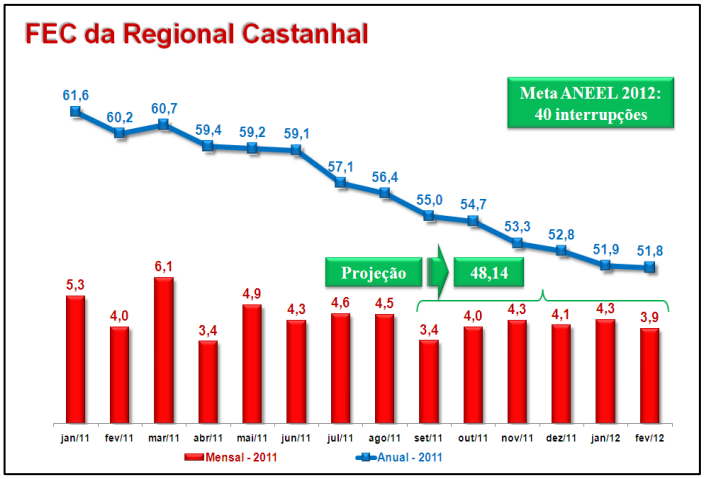
Quanto às ações nas outras regionais (Santarém, Marabá e Castanhal), o Plano é enfático ao listar que essas se concentram em ações de manutenção, intensificadas após a reestruturação da Gerência de Manutenção ocorrida recentemente. Dentre as atividades sistemáticas (realizadas rotineiramente), e não-sistemáticas (decorrentes de defeitos), encontram-se:

- Inspeção visual nas redes de MT e BT;
- Inspeções termográficas;
- Inspeção em aparelhos;
- Substituição de postes, cruzetas, isoladores, dentre outros equipamentos; e
- Limpeza de faixa.

Porém, sendo essas ações de rotina na manutenção de sistemas de distribuição, chama a atenção o aumento do número de equipes responsáveis por tais ações. Segundo a concessionária, haverá aumento de efetivo em todas as regionais, intensificando as manutenções preventivas e corretivas e, consequentemente, influenciando a qualidade de atendimento na área de concessão.

Apesar das ações citadas, as estimativas apresentadas pela CELPA para a região de Castanhal ainda estarão longe de atingir as metas estabelecidas pela ANEEL, conforme gráficos abaixo para a evolução do DEC e FEC na região.




Quanto à previsão de ações para a adequação de níveis de tensão, transgressão pela qual a CELPA pagou em torno de R$ 8 milhões no ano de 2011, a concessionária cita os mesmos investimentos do Plano de Melhorias, principalmente a construção de subestações, representando uma redistribuição da carga dos alimentadores e, assim, melhora na regulação do nível de tensão, conforme trecho citado abaixo:

***"Regional Belém***

*Na região metropolitana de Belém, em 2010 e até a presente data foram executadas obras de construção de 06 novas subestações (Outeiro, Benguí, Cremação, Curió, Santa Izabel e Marituba), 45 novos alimentadores com a implantação de 3.112 postes, extensão de 129 km de rede de MT e recondutoramento de 179 km de rede de média tensão.*

*No sistema do Marajó, que possui características especiais, de 2011 até esta data, foram construídas 03 novas subestações (Portel, Breves e Parada do Bento).*

***Regional Castanhal***

*Na região de Castanhal, de 2010 até a presente data foram executadas obras de construção de 02 novas subestações (Igarapé-Açu e São Caetano de Odivelas), 11 novos alimentadores com a implantação de 991 postes, extensão de 87 km de rede de média tensão e recondutoramento de 10 km de rede de média tensão. Também foram recondutorados 04 alimentadores existentes com a implantação de 472 postes e recondutorados 29 km de rede de média tensão.*

***Regional Marabá***

*Na região de Marabá, em 2010 e até a presente data foram executadas obras de implantação de 06 novas subestações (Tucuruí Centro, Pau D´Arco, Cidade Nova, São Domingos do Araguaia, Onça Puma e Sossego), 12 novos alimentadores com a implantação de 879 postes, extensão de 29 km de rede de média e recondutoramento de 34 km de rede de média tensão.*

***Regional Santarém***

*Na região de Santarém, em 2011 e até a presente data foram executadas obras de implantação de 03 novos alimentadores com a implantação de 89 postes, extensão de 2 km de rede de média e recondutoramento de 5 km de rede de média tensão."*

Ressalta-se também que, bem como no Plano de Melhorias Geral, os investimentos citados no Plano de Ação concentram-se na área metropolitana de Belém.

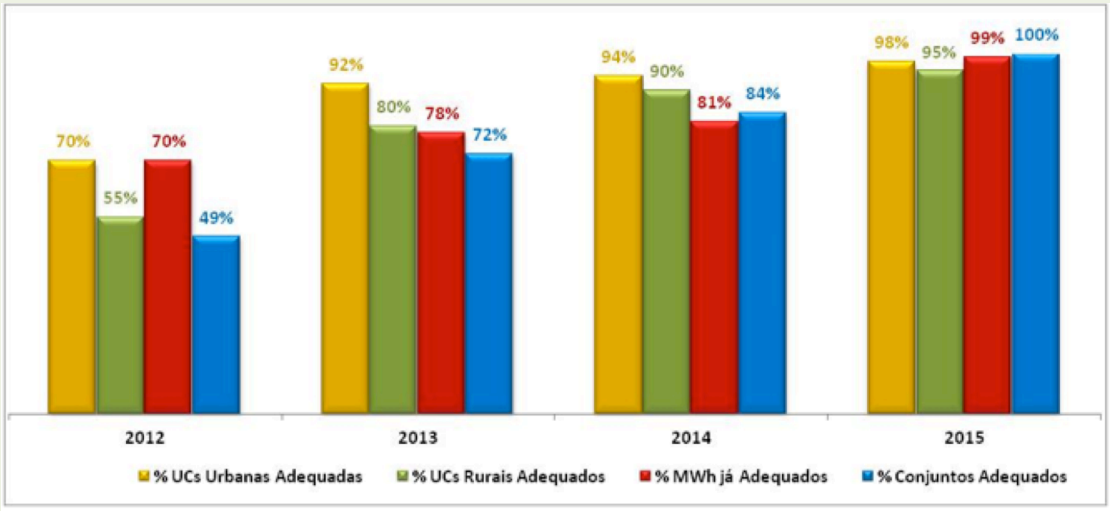
Sobre o cumprimento das metas de continuidade, citados no item B15 – Indicadores de Continuidade, o Plano de Ação da CELPA ressalta as seguintes dificuldades enfrentadas pela concessionária para manter os níveis de qualidade:

- O limite de investimentos disponível via tarifa;
- A necessidade de absorção do impacto de repasse de custos advindos dos investimentos, por parte dos consumidores;
- A ocupação desordenada das áreas metropolitanas, grande número de população baixa renda, áreas de difícil acesso; e
- As metas de indicadores inadequadas à realidade da concessão.

O Plano de Ação lista as seguintes ações futuras:

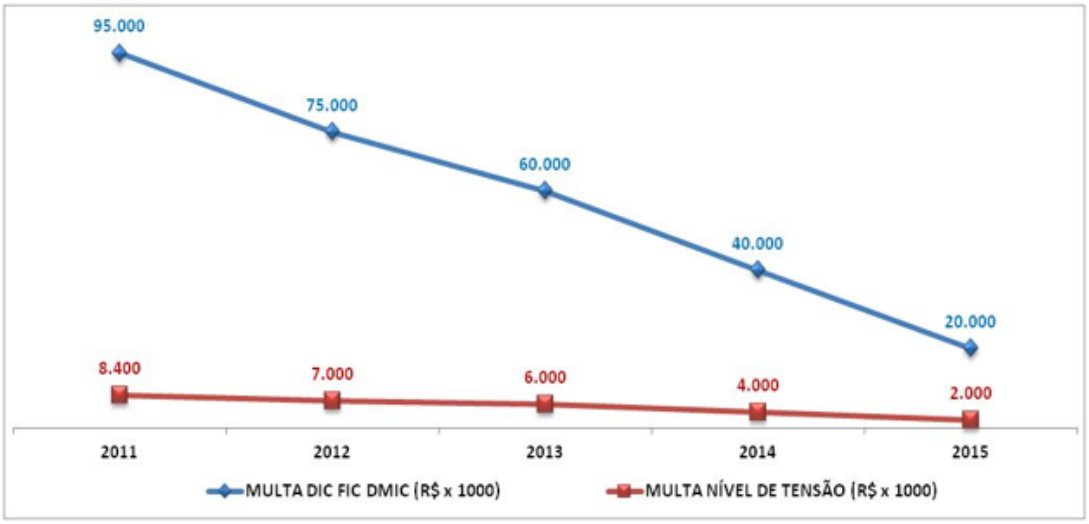
- ***Até 31 de dezembro de 2012*** *- 70% das unidades consumidoras – UCs localizadas nas áreas urbanas, ou seja: 973.150 UCs e 55% das UCs localizadas nas áreas rurais, ou seja: 243.785 UCs estarão em conformidade com as metas mensais dos indicadores de continuidade estabelecidos pela ANEEL, totalizando 1.216.935 UCs adequadas, correspondendo a 70% da energia fornecida,* ***Gráfico 01****;*
- ***Até 31 de dezembro de 2013*** *- Este número eleva-se para 92% das UCs localizadas nas áreas urbanas, ou seja: 1.269.943 UCs e 80% das UCs localizadas nas áreas rurais, ou seja: 356.841 UCs estarão em conformidade com as metas mensais dos indicadores de continuidade estabelecidos pela ANEEL, totalizando 1.626.784 UCs adequadas, correspondendo a 78% da energia fornecida, Gráfico 01;*
- ***Até 31 de dezembro de 2014*** *- Este número eleva-se para 94% das UCs localizadas nas áreas urbanas, ou seja: 1.298.619 UCs e 90% das UCs localizadas nas áreas rurais, ou seja: 401.047 UCs estarão em conformidade com as metas mensais dos indicadores de continuidade estabelecidas pela ANEEL, totalizando 1.699.666 UCs adequadas, correspondendo a 81% da energia fornecida, Gráfico 01;*
- ***Até 31 de agosto de 2015*** *- Este número eleva-se para 98% das UCs localizadas nas áreas urbanas, ou seja: 1.354.724 UCs e 95% das UCs localizadas nas áreas rurais, ou seja: 424.854 UCs estarão em conformidade com as metas mensais dos indicadores de continuidade estabelecidas pela ANEEL, totalizando 1.779.578 UCs adequadas, correspondendo a 99% da energia fornecida, Gráfico 01."*

***Gráfico 01: Metas do Plano de Recuperação Técnica – 2012/2015.***



Diante de tal planejamento, a expectativa da concessionária é a redução das compensações por transgressão dos indicadores (DIC, FIC e DMIC), além da redução das compensações por transgressão de níveis de tensão, conforme mostra o gráfico a seguir.

**Projeção das Compensações Financeiras da CELPA (2011-2015)**




Observa-se que mesmo com a implantação do plano, seriam pagos R$ 317,4 milhões em compensações no período 2011 – 2015, que se constituem em drenos insustentáveis para a concessão.

Já com relação às notificações decorrentes de irregularidades nos ativos de geração, a ação da CELPA se concentrará em correção das falhas apontadas por meio de intensificação da manutenção, além de ações de saneamento nas centrais geradoras e substituição de extintores, dentre outros.

Por fim, com relação a todas as ações citadas, apresenta-se um quadro resumo contendo os recursos necessários, segundo a CELPA, conforme mostrado abaixo.

| Item do TI | Item do TI | INVESTIMENTO | | | | INVESTIMENTO TOTAL (R$) | OPERAÇÃO | TOTAL (R$) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | RG (R$) | CDE (R$) | Recurso Próprio (R$) | FNO (R$) | | Recurso Próprio (R$) | |
| B1 | Atendimento a Consumidores | | | 545.676 | | 545.676 | 3.056.271 | 3.601.947 |
| B3 | Universalização | 68.311.809 | 740.809.540 | 279.165.213 | | 1.088.286.562 | | 1.088.286.562 |
| B4 | Eficiência Energética | | | | | | 57.479.500 | 57.479.500 |
| B6 | Ressarcimento de Danos | | | | | | 91.581 | 91.581 |
| B7 | Leitura e Faturamento | | | 199.674 | | 199.674 | 355.634 | 555.308 |
| B10 | Da Medição | 3.333.683 | | 104.738 | | 3.438.420 | | 3.438.420 |
| B12 | Manutenção da Distribuição | | | 181.173.047 | | 181.173.047 | 221.817.101 | 402.990.148 |
| B13 | Nível de Tensão | | | 9.598.710 | | 9.598.710 | | 9.598.710 |
| B14 | Operação da Distribuição | | | 35.928.983 | | 35.928.983 | 362.982.139 | 398.911.122 |
| B15 | Indicadores de Continuidade | 366.371.734 | | 36.485.394 | 1.806.662 | 404.663.790 | 40.100.310 | 444.764.100 |
| B16 | Pesquisa e Desenvolvimento | | | | | | 21.024.000 | 21.024.000 |
| B19 | Perdas de Energia | 205.127.741 | | 7.433.839 | | 212.561.580 | 146.235.196 | 358.796.776 |
| C1-C2-C3 | Inspeções nos equipamentos e circuitos | | | 3.065.256 | | 3.065.256 | 10.154.174 | 13.219.430 |
| MARAJÓ 1 | | 7.068.000 | | 432.000 | | 7.500.000 | | 7.500.000 |
| | **TOTAL (R$)** | **650.212.967** | **740.809.540** | **554.132.530** | **1.806.662** | **1.946.961.698** | **863.295.906** | **2.810.257.604** |

**Notas:**

1. **Na coluna OPEX estão contemplados apenas os valores para atendimento ao Plano de Ação do Termo de Intimação 001/2012/SFF/SFE/SFG;**
2. **No quadro resumo não estão contemplados os valores relativos à operação da empresa, pois não são objeto do TI.**

**Principais Constatações**

O Plano de Ação apresentado pela CELPA tem como principal subsídio a manutenção do Plano de Melhorias, iniciado em 2009 e atualmente em execução.

Enfatizando ações na Região Metropolitana de Belém, em conformidade com os procedimentos já analisados no Plano de Melhorias, tem por prioridades tanto a expansão do sistema para o atendimento das exigências de universalização (PLPT), quanto o aprimoramento da rede existente com o objetivo de melhorar a qualidade do atendimento e alcançar as metas de indicadores de continuidade estabelecidas pela ANEEL.

Porém, identifica-se também que as demais regiões não receberão investimentos em grande quantidade, mesmo sendo responsáveis por grande volume de compensações por transgressão de indicadores de continuidade. Dessa forma, a expectativa de redução dessas compensações pode ser prejudicada, tendo por base a expectativa do Plano de Ação de que 100% dos conjuntos estejam adequados aos indicadores de continuidade já em 2015.

Percebe-se então que, continuando a CELPA a perseguir uma arrojada meta de expansão de seu sistema elétrico, afetando negativamente os indicadores de qualidade, pode ocorrer um efeito negativo sobre os planos da concessionária para a recuperação dos padrões de qualidade, caso os investimentos nesse quesito não sejam suficientes.

Ademais, o referido plano prevê até 2015 a realização de investimentos da ordem R$ 2,1 bilhões e o acréscimo de aproximadamente R$ 800 milhões em custos operacionais adicionais, o que representa um volume expressivo de recursos, principalmente quando consideramos a capacidade atual de geração de caixa da CELPA e seu nível de endividamento.

Nesse contexto, caso sejam superados os aspectos vinculantes para a aquisição do controle da CELPA, o novo controlador precisará reavaliar em profundidade o plano em questão, inclusive para contribuir com suas práticas de gestão.

## 5.2 Plano de Recuperação Judicial

Dentre as premissas estabelecidas no Plano de Recuperação Judicial proposto pela CELPA, destacam-se as seguintes condições:

- Preservação do plano de investimentos conforme orçamento e projeções;
- Redução das multas por meio de investimentos nos primeiros anos;
- Aporte de recursos novos no valor de R$ 650 milhões;
- Reajuste das tarifas em 10,33%, previsto para ocorrer em agosto de 2012;
- Captação de linhas de crédito no valor mínimo de R$ 200 milhões até 2013;
- Reserva de caixa mínimo, com o objetivo de atingir um valor que não deverá ser inferior a R$ 150 milhões a partir de 2015, reajustado pelo IGP-M da FGV nos anos seguintes;

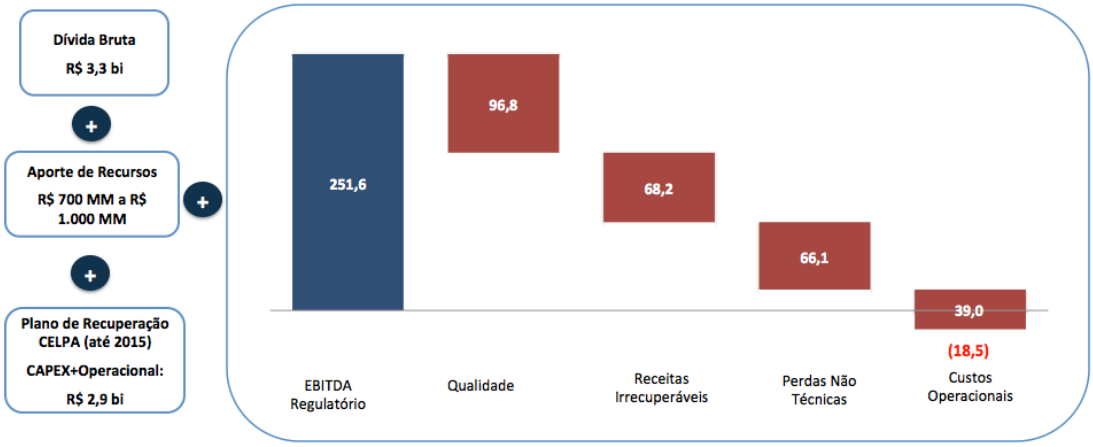
- Quitação parcial de créditos intragrupo com créditos da CELPA contra partes relacionadas;
- Obtenção de parcelamentos para os tributos atualmente em atraso e para valores de imposto de renda e contribuição social que venham a ser devidos referentes ao exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2012;
- Repactuação de seu endividamento;
- Perdão de 35% a 40% sobre o valor das dívidas junto aos credores financeiros, a ser pago em 10 anos a partir de 2017;
- Todos os gravames sobre os bens e direitos da CELPA oferecidos como garantia de pagamento aos credores com garantia real ficam incondicional e automaticamente liberados; e
- Durante todo o período em que permanecer em recuperação judicial, a CELPA poderá alienar ou onerar quaisquer bens do seu ativo permanente sem necessidade de prévia autorização do Juízo da Recuperação.

Analisando as premissas e o quadro de dívidas constantes do Plano de Recuperação Judicial, observa-se que, segundo o atual controlador, a solução da CELPA passa por uma captação de R$ 650 milhões no curto prazo e perdão de 40% da dívida junto aos credores financeiros, com pagamentos em 10 anos a partir de 2017. Portanto, a empresa chegou a uma situação crítica que exigirá soluções de grande impacto também no aspecto financeiro, obrigando inclusive a consideração de perdão de parte da dívida.

Cabe mencionar que o processo de recuperação deve apresentar uma decisão definitiva até 28 de agosto de 2012, tendo como uma das possibilidades a decretação de falência da empresa.

# 6 CONSOLIDAÇÃO DO DIAGNÓSTICO

Diante do que foi mostrado no relatório, os principais desafios econômicos, financeiros e regulatórios da CELPA estão sintetizados na figura abaixo.




À direita observa-se a comparação entre o EBITDA regulatório anual proposto pela ANEEL (R$ 251,6 milhões) para a CELPA e os custos adicionais relacionados à diferença entre os requisitos regulatórios e a realidade da empresa.

A título de qualidade, as compensações por DIC/FIC/DMIC somadas às compensações por transgressão de nível de tensão totalizam R$ 96,8 milhões. A diferença entre as receitas irrecuperáveis reais da concessionária e as consideradas pela ANEEL no processo de Audiência Pública resultam em uma perda de EBITDA regulatório de R$ 68,2 milhões.

Para as perdas não técnicas, a diferença entre o percentual de 50,62% (PNT/BT) e o proposto pela ANEEL de 36,27% gera uma perda de EBITDA de R$ 66,1 milhões (lembre-se que em 2012 as perdas reais já estão maiores que 50,62%).

Por fim, para os custos operacionais a diferença entre o valor que a concessionária entende como razoável e o valor considerado pela ANEEL resulta em R$ 39 milhões.

Dessa forma, o EBITDA regulatório proposto pela ANEEL se mostra insuficiente em R$ 18,5 milhões quando comparado com os custos regulatórios que um novo controlador enfrentará ao assumir a concessão do Pará, o que por si só inviabiliza o processo de aquisição dessa concessão.

Cabe lembrar que, o novo controlador assumirá uma dívida bruta acumulada de R$ 3,3 bilhões, será responsável por cumprir um plano de recuperação estimado em R$ 2,9 bilhões e fará um aporte de capital superior a R$ 650 milhões.

# 7 PROPOSTA DE UM PLANO DE TRANSIÇÃO

Como abordado, a solução para a CELPA não é apenas a mudança do atual controlador acionário por outro com diferentes práticas de gestão. Aliás, além da necessidade do choque de gestão, ficou evidente, tanto pelo plano de Recuperação Judicial apresentado pelo Grupo Rede, quanto pela proposta apresentada pela Equatorial Energia para aquisição do controle da CELPA, a necessidade de aporte de significativos recursos na concessão para recuperar a qualidade do serviço e garantir o atendimento às demandas de energia elétrica advindas da forte expansão econômica que ocorrerá no Estado do Pará.

Assim, mesmo sendo solucionados os problemas econômicos, financeiros e de gestão da empresa, há outro conjunto de problemas originados pela enorme distância entre a realidade e os requisitos regulatórios que, se não corrigidos, inviabilizam a continuidade da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica na concessão da CELPA.

O significativo aporte de recursos necessários e a mudança na gestão somente produzirão resultados capazes de reverter a situação atual após determinado período de tempo. Em virtude dos descumprimentos das referências regulatórias, até que se obtenham os resultados dessa implementação, uma série de perdas operacionais e não operacionais, multas e compensações continuarão existindo. Caso esse ciclo destrutivo na concessão não seja interrompido não haverá solução estrutural robusta capaz de reverter a situação ora constatada.

Ações extraordinárias precisam ser realizadas, durante um período de tempo, independentemente de quem venha a assumir a concessão. Nesse contexto, se torna necessária a implementação de um Plano de Transição Regulatório. Esse plano contempla um conjunto de ações no contexto regulatório que precisam ser implementadas durante o período 2012 - 2015 de forma a reverter a situação crítica em que se encontra a empresa e viabilizar a concessão.

A finalidade do Plano de Transição Regulatório é a de estabelecer um conjunto de ações mediante a reavaliação e flexibilização de algumas metas e exigências regulatórias por um período determinado, para que o conjunto de ações de gestão e de investimentos do novo controlador possa surtir os efeitos e reverter o quadro crítico em que se encontra a CELPA e trazer a concessão para um quadro de normalidade, onde a concessionária possa oferecer níveis razoáveis de qualidade e de perdas elétricas.

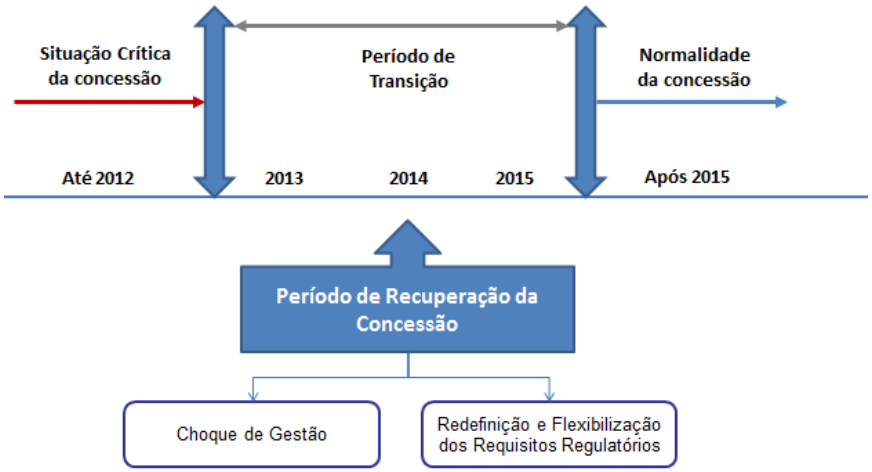
A fundamentação para que seja implantado o Plano de Transição Regulatório é a característica intrínseca da indústria de redes no sentido de que a maioria das ações de gestão e de investimentos somente começa a produzir melhorias consistentes na qualidade do serviço após alguns anos, aliada ao fato de que a solução não depende apenas de gestão. Ademais, é mais prudente que os recursos sejam aplicados na concessão para atingir os objetivos regulatórios ao invés de revertê-los para o consumidor ou para a modicidade tarifária, o que tem contribuído para afastar ainda mais a empresa das referencias regulatórias.

Assim, a regulação será o meio para propiciar parte das condições necessárias para viabilizar a concessão, revendo e flexibilizando metas, compromissos, decisões e prazos para os pontos relacionados a seguir, todos eles acompanhadas dos respectivos compromissos que devem ser assumidos por um novo controlador:

- Metas de qualidade;
- Multas e compensações;
- Custos operacionais regulatórios;
- Perdas elétricas;
- Base de Remuneração;
- Universalização;
- Inadimplência setorial;
- Remuneração de ativos de terceiros; e
- Sub-rogação da CCC.

## 7.1 Alcance temporal do período de transição

Pelas constatações deste documento, o Plano de Transição deverá vigorar até 2015, mais precisamente até a próxima RTP da CELPA, quando uma nova receita de equilíbrio será definida para a concessão. Ou seja, o período de transição será de apenas 3 anos, conforme mostra o gráfico a seguir, vigorando de agosto de 2012 a agosto de 2015.

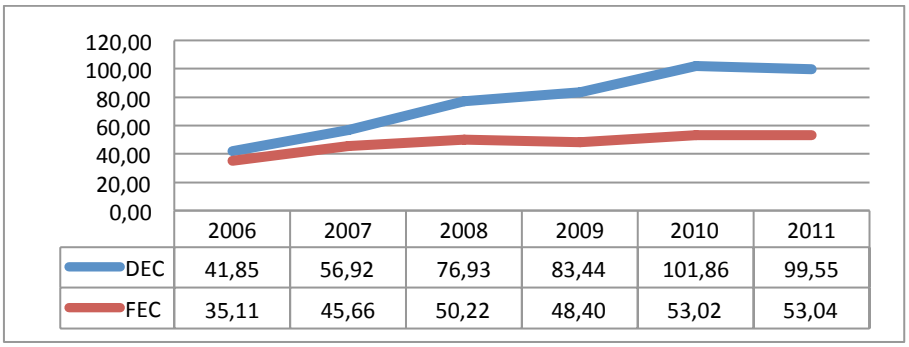



Desse modo, após o período de transição, que coincide com o início do 4º ciclo de revisão tarifaria, a concessão retornará à normalidade, estando sujeita às mesmas regras aplicadas às demais concessionárias.

## 7.2 DEC/FEC e demais indicadores propostos para a 3ª RTP

O levantamento físico de todos os ativos da concessão ocorreu apenas no período de 2009 a 2010. Ou seja, somente após dezembro de 2010, a CELPA pôde identificar objetivamente todas as suas instalações elétricas espalhadas em 1,2 milhão de $km^2$. Além disso, o processo de coleta, apuração, envio e gestão dos indicadores técnicos, encontra-se certificado apenas desde setembro de 2007 pela Fundação Carlos Alberto Vanzolini.

Portanto, a confiabilidade dos dados relativos aos ativos e aos indicadores de qualidade é maior após 2007. Provavelmente é por esse motivo que a evolução do DEC e FEC apresenta o comportamento mostrado a seguir:




| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| DEC | 41,85 | 56,92 | 76,93 | 83,44 | 101,86 | 99,55 |
| FEC | 35,11 | 45,66 | 50,22 | 48,40 | 53,02 | 53,04 |

O gráfico mostra que os indicadores de qualidade subiram de forma contundente a partir de 2007, que foi o ano em que foi validado o processo de medição e de auditagem dos indicadores de qualidade.

Essa coincidência entre a elevação dos indicadores com a implantação completa dos sistemas de identificação e medição dos ativos sugere que o patamar de qualidade histórico da CELPA deve ser em torno de 80 para o DEC e 50 para o FEC, e não próximos de valor 30, conforme indicado em anos anteriores.

Consequentemente, a proposta da ANEEL constante da Resolução Autorizativa nº 3.266, 20/12/2011, para o ano de 2012 da CELPA de 37,69 e de 38,33 para DEC e FEC, respectivamente, parece não estar coerente com a realidade da CELPA.

Assim, é crucial a reavaliação dos indicadores regulatórios de DEC e FEC. E a única maneira capaz de definir parâmetros adequados é avaliar cada conjunto de unidades consumidoras, identificando suas particularidades, a extensão dos alimentadores, a parcela urbana e rural, as reservas ambientais e indígenas, as possibilidades de acesso à rede elétrica (se por estrada de terra ou por barco), a passagem por bairros ou zonas subnormais, os índices pluviométricos, dentre outros. Enfim, é preciso estudar em detalhes cada conjunto.

A CELPA possui, em sua área de concessão, fortes características que influenciam os resultados esperados advindos dos investimentos realizados pela concessionária. Com montante de investimentos previstos para os próximos anos de aproximadamente R$ 460 milhões em melhorias do sistema, fatores como *i*) distribuição de conjuntos de unidades consumidoras e *ii*) comparação com demais conjuntos do SIN com características diferentes e *iii*) alto nível de discrepância entre

indicadores estabelecidos e observados fazem com que os indicadores estabelecidos não se aproximem da realidade da concessão.

A atual regulamentação sobre a Qualidade de Serviços dispõe de requisitos que devem ser seguidos pelos prestadores de serviço de distribuição de energia elétrica, de forma a garantir o fornecimento de energia nos níveis de qualidade adequados ao consumidor final.

Parte principal da regulamentação no que diz respeito à qualidade de energia elétrica, o Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica do PRODIST – Procedimentos de Distribuição, dispõe em seu item 8.2 – Qualidade do Serviço o seguinte:

> *"2 CONJUNTO DE UNIDADES CONSUMIDORAS*
>
> *2.1 O conjunto de unidades consumidoras é definido por Subestação de Distribuição – SED.*
>
> *...*
>
> *2.6 Casos particulares em que a aplicação da regra definida no item 2.1 crie conjuntos desuniformes serão avaliados pela ANEEL."*

Tendo por base tal premissa, a CELPA encaminhou nova configuração de seus conjuntos de unidades consumidoras, motivada pelas singularidades presentes na distribuição de unidades consumidoras vigente à época. Tal reorganização permite a identificação de áreas problemáticas e uma distribuição mais eficiente de recursos de operação, manutenção e investimentos, com o intuito de aproximar as condições da concessão dos indicadores estabelecidos pela Agência.

Assim, foi solicitada a alteração dos 95 conjuntos de unidade consumidora vigentes à época, para um total de 187. Dentre as justificativas para tais alterações, foram apresentadas a execução de novas subestações em 69 kV e a segregação das subestações em 34,5 kV, bem como a subdivisão de conjuntos com base na extensão de rede rural e densidade de unidades consumidoras nessas regiões. A análise do pleito por parte da ANEEL, no entanto, gerou o seguinte argumento na Nota Técnica nº 059/2011-SRD/ANEEL:

> *" 23. No Ofício supracitado foi colocado que as premissas adotadas pela CELPA constantes das alíneas a) e b) anteriormente citadas satisfazem aos procedimentos estabelecidos no PRODIST para a definição dos conjuntos de unidades consumidoras, e que seriam analisadas**. Quanto à alínea c), que propõe que alguns conjuntos fossem segregados de acordo com sua área rural e urbana, esclareceu-se que a proposta é incompatível com o definido no PRODIST.** A adoção desse critério poderá prejudicar os avanços alcançados em termos da melhor comparação entre conjuntos para definição de limites de DEC e FEC e redução das disparidades em uma mesma área de concessão."* (grifo nosso)

É importante ressaltar que, conforme citado acima, o PRODIST apresenta ressalva sobre a divisão estabelecida das unidades consumidoras, quando esta gerar conjuntos muito heterogêneos. Tal situação aplica-se à CELPA, uma vez que possui área de concessão com características marcantes tais quais *i*) extensa rede rural, *ii*) rede de distribuição com alimentadores longos e radiais, *iii*) grande extensão de áreas de difícil acesso, *iv*) baixa densidade de unidades consumidoras em algumas regiões, dentre outras.

Assim, nova proposta foi encaminhada, dessa vez contendo solicitação de alteração da configuração do número de conjuntos de 95 para 161. O resumo das sugestões de alterações, contido na nota técnica da ANEEL, segue na tabela abaixo:

| Conjuntos vigentes (2011) | Proposta de nova configuração | |
|---|---|---|
| **Quantidade** | **Quantidade** | **Motivação** |
| 95 | 4 | Nova SED |
| | 14 | Segregação de SEs 34,5 kV |
| | 52 | Características atípicas |
| | 39 | Segregados para formação de outros conjuntos |
| | 52 | Sem qualquer alteração |
| Total | 161 | |

A avaliação do pleito por parte da ANEEL gerou alteração na configuração, uma vez que:

- Foram aceitos 4 (quatro) novos conjuntos propostos decorrentes de novas SEDs;
- Foi aceito 1 (um) novo conjunto decorrente da segregação de SEs 34,5 kV;
- Foram aceitas as divisões de 31 (trinta) conjuntos, gerando outros 34 (trinta e quatro); e
- 64 (sessenta e quatro) conjuntos da divisão original permaneceram sem alterações (algumas alterações foram negadas pela ANEEL, deixando o conjunto na forma original).

Assim, de 95 conjuntos de unidades distribuidoras, a CELPA passou a contar, na nova configuração de conjuntos, com 134 divisões, conforme detalhado na tabela a seguir.

| Conjuntos vigentes (2011) | Configuração resultante | |
|---|---|---|
| **Quantidade** | **Quantidade** | **Motivação** |
| 95 | 4 | Novas SEDs |
| | 1 | Segregação de SEs 34,5 kV |
| | 31 | Segregados para formação de outros conjuntos |
| | 34 | Conjuntos atípicos originados da divisão dos 31 conjuntos acima |
| | 64 | Sem Alterações |
| Total | 134 | |

Tendo por base a nova divisão, podem-se analisar os valores pagos em compensações aos consumidores por transgressão dos indicadores de continuidade no ano de 2011, contidos nas tabelas em anexo.

Do montante de R$ 87.976.665,93 pagos em compensações por transgressão de DIC, FIC e DMIC no ano de 2011, aproximadamente R$ 47 milhões foram decorrentes dos conjuntos atípicos e já segregados na nova distribuição, representando dessa forma a maior fonte de compensações devidas da concessão.

Em contrapartida, o pagamento referente aos conjuntos que não sofreram alterações somam aproximadamente R$ 39 milhões e correspondem majoritariamente a áreas urbanas, com alta densidade de unidades consumidoras e grande previsão de investimentos nos próximos anos.

Apesar da nova configuração aceita, nota-se que alguns conjuntos considerados problemáticos não tiveram os valores de seus indicadores alterados significativamente, mantendo níveis similares aos do conjunto de origem, também problemático.

Como exemplos, temos alguns dos conjuntos citados na tabela a seguir:

| Conjunto | DEC | |
|---|---|---|
| | Observado dez 2011 | Meta ANEEL 2012 |
| ABAETETUBA II | 406 | 62 |
| CAMETÁ I | 150 | 26 |
| CAMETÁ II | 635 | 40 |
| CARAJÁS I | 146 | 71 |
| CARAJÁS II | 535 | 70 |
| TUCUMÃ I | 111 | 17 |
| TUCUMÃ II | 482 | 30 |
| NOVO PROGRESSO I | 162 | 24 |
| NOVO PROGRESSO II | 463 | 50 |

Depreende-se da situação descrita acima que a divisão dos conjuntos sem a consequente adequação dos níveis dos indicadores de continuidade continuará gerando pesadas compensações, uma vez que a discrepância observada é demasiadamente grande para ser reduzida no curto prazo, seja com investimentos em melhorias seja através da intensificação de ações na operação.

Além do supracitado, é preciso ressaltar a necessidade de se reavaliarem alguns conjuntos cuja segregação foi negada pela ANEEL, sob o seguinte argumento[4]:

> *"28. A CELPA propõe a criação de 14 novos conjuntos devido à segregação de todas as subestações de 34,5 kV, antes agrupadas às subestações de 69 kV. Tal procedimento é previsto no PRODIST, conforme descrito a seguir:*
>
> *"2.1.6 Mediante aprovação da ANEEL, poderão formar diferentes conjuntos SED que atendam a áreas não contíguas, ou que atendam a subestações MT/MT cujas características de atendimento sejam muito distintas da subestação supridora, desde que nenhum dos conjuntos resultantes possua número de unidades consumidoras igual ou inferior a 1.000. Na segunda hipótese, a fronteira dos conjuntos deverá corresponder à entrada da subestação MT/MT."*

*29. Todos os 14 novos conjuntos solicitados pela CELPA possuem quantidade de unidades consumidoras acima de 1.000. Quanto às características de atendimento, a distribuidora afirma que há características eminentemente rurais, com grandes extensões de alimentadores supridores (34,5 kV) ou dos alimentadores rurais em 13,8 kV. Segundo a CELPA, há também, para alguns conjuntos, dificuldade de acesso devido à necessidade de uso de balsas, por exemplo.*

*30. Entretanto, a condição de atendimento distinta em relação à subestação supridora, condição indispensável para aceitação da proposta da CELPA, não está claramente comprovada. Percebe-se isso quando se analisam os limites propostos pela distribuidora para esses conjuntos, conforme mostra a Tabela II.*

*...*

*31. Diante do exposto, não será aceita a criação dos seguintes conjuntos: IGARAPÉ-MIRÍ, MOCAJUBA, SANTA LUZIA, COLARES, CURUÇÁ, MARAPANIM, VIGIA, IGARAPÉ-AÇÚ, IPIXUNA DO PARÁ, TOMÉ-AÇÚ, SÃO DOMINGOS, PARAUAPEBAS, VILA PLANALTO e CURIONÓPOLIS. "*

Os 14 novos conjuntos, cujas características especiais foram reconhecidas pela ANEEL, tiveram sua criação negada em razão da sugestão de limites para os indicadores de continuidade encaminhada pela distribuidora, os quais foram considerados similares aos dos conjuntos de origem e, dessa forma, não comprovariam a condição de atendimento distinta dos mesmos.

Ainda que a concessionária tenha sugerido limites próximos aos originais, tal atitude não significa que os mesmos estejam adequados. Como já foi observado em outras análises, é costume do regulador não oferecer grande elasticidade a alterações em indicadores de continuidade, de forma a não afetar significativamente o indicador global. Conforme pode ser visto na tabela abaixo, os limites sugeridos pela concessionária para os novos conjuntos, marcados em vermelho, estão, em muito, inferiores aos observados em dezembro de 2011 nos conjuntos iniciais. Além disso, nota-se a extensão de rede rural dos conjuntos originais, o que reafirma a característica informada pela CELPA no pleito inicial.

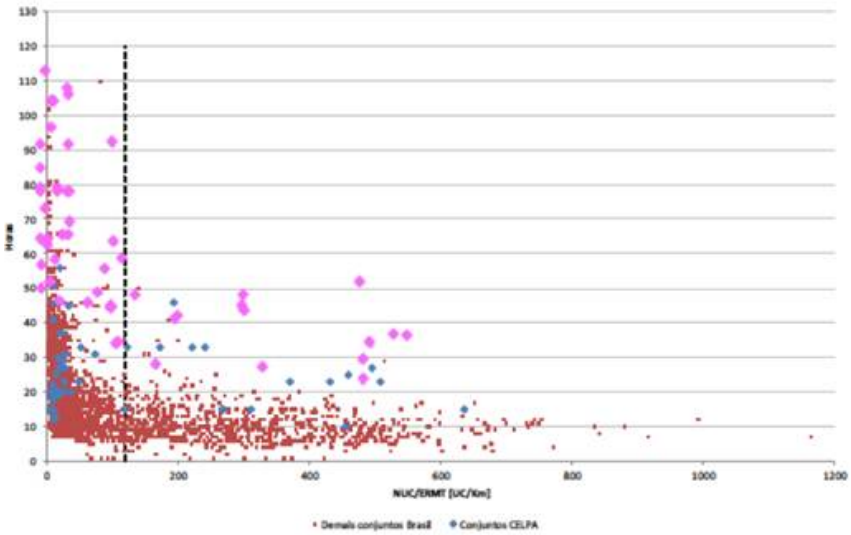
**Limites de DEC 2012 já aceitos pela ANEEL, após contraproposta da CELPA**

| Conjuntos ANEEL 2012 | Km rede de MT | | DEC (h) | |
|---|---|---|---|---|
| | urbano | rural | dez/11 | 2012 |
| Abaetetuba I | 51 | 392 | 94 | 34 |
| Igarapé -Miri | | | | 60 |
| Mocajuba | | | | 65 |
| Capanema I | 89 | 1332 | 107 | 46 |
| Santa Luzia | | | | 65 |
| Terra Alta | 65 | 1893 | 107 | 38 |
| Colares | | | | 65 |
| Curuçá | | | | 65 |
| Marapanim | | | | 65 |
| Vigia | | | | 65 |
| Santa Maria do Pará | 74 | 2026 | 131 | 38 |
| Igarapé-Açu | | | | 65 |
| Paragominas I | 102 | 166 | 50 | 48 |
| Ipixuna do Pará | | | | 65 |
| Vila Concórdia I | 161 | 2038 | 168 | 62 |
| Tomé-Açú | | | | 65 |
| Marabá I | 251 | 1364 | 60 | 58 |
| São Domingos | | | | 50 |
| Carajás I | 264 | 733 | 146 | 71 |
| Parauapebas | | | | 50 |
| Vila Planalto | | | | 60 |
| Eldorado dos Carajás I | 32 | 257 | 64 | 23 |
| Curionópolis | | | | 60 |

No entanto, cabe ainda discussão sobre a necessidade de adequação desses limites, tanto para os conjuntos originais quanto para os novos conjuntos, uma vez que a pertinência de sua criação foi confirmada pela própria agência.

Adicionalmente, a comparação da ANEEL, ao tomar os limites estabelecidos para o restante dos conjuntos do Sistema Interligado Nacional como parâmetro para os conjuntos também pertencentes ao SIN da CELPA, demonstra a não adequação das metas à realidade da concessão quando são comparados aos valores de DEC observados em dezembro de 2011. Os valores de DEC, em horas, observados em dezembro de 2011 nos conjuntos CELPA estão marcados em rosa no gráfico abaixo, em função da densidade de unidades consumidoras por quilômetro de rede de média tensão (NUC/ERMT)[5]. Alguns dos conjuntos não estão contidos no gráfico abaixo por ultrapassarem o limite de DEC = 130 horas utilizado, podendo também ser observado que os valores registrados em todos os conjuntos da CELPA estão muito acima da média estabelecida para os conjuntos pertencentes ao SIN, inclusive dos limites da própria concessionária.

[5] Critério utilizado na análise da Nota Técnica ANEEL 059/2011-SRD.




A análise já realizada, que resultou na configuração aplicada em 2012, já contemplou parte das adequações requeridas pela concessionária. Porém, seria necessário trabalhar individualmente os níveis de indicadores de continuidade devido às especificidades observadas nos conjuntos, que se mantiveram mesmo após a nova configuração. Ainda que tal procedimento possa vir a não seguir estritamente os requisitos dispostos no regulamento vigente, é preciso ter em mente que o tratamento diferenciado para casos que fogem à regra também é previsto. O quadro a seguir apresenta a relação dos conjuntos segregados em 2012 e as compensações pagas em 2011.

## Conjuntos segregados para 2012 e compensações pagas em 2011

| Conjuntos ANEEL 2012 | Sigla | km RD de MT | | Nº UC's | Indicadores de Continuidade | | | | Compensações pagas 2011 (DIC/FIC/DMIC) | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Urbano | Rural | Total | DEC (h) | | FEC (nº) | | Urbana | Rural |
| | | | | | dez/2011 | 2012 | dez/2011 | 2012 | | |
| BENEVIDES | BEN | 93 | 382 | 15.589 | 81 | 38 | 47 | 44 | R$ 666.188,87 | R$ 838.662,52 |
| SANTA IZABEL DO PARÁ | SIZ | 89 | 601 | 17.060 | 89 | 38 | 40 | 44 | | |
| MARITUBA I | MAT I | 150 | 18 | 18.835 | 45 | 18 | 29 | 25 | R$ 363.094,07 | R$ 65.214,31 |
| MARITUBA II (MT-01) | MAT II | 16,84 | 455,85 | 3069 | 414 | 40 | 89 | 50 | | |
| ABAETETUBA I | ABA I | 51 | 392 | 21.649 | 94 | 34 | 35 | 33 | R$ 938.883,72 | R$ 1.462.318,46 |
| ABAETETUBA II (AB-15) | ABA II | 36 | 914 | 13.682 | 406 | 62 | 80 | 54 | | |
| CAMETÁ I | CAM I | 30 | 244 | 12.609 | 150 | 26 | 47 | 27 | R$ 694.974,90 | R$ 491.385,37 |
| CAMETÁ II (CM-04) | CAM II | - | 432 | 2.147 | 655 | 40 | 83 | 40 | | |
| TAILÂNDIA I | TAI I | 43 | 139 | 9.482 | 80 | 49 | 28 | 43 | R$ 473.564,98 | R$ 950.664,67 |
| TAILÂNDIA II (TI-15) | TAI II | - | 801 | 4.540 | 348 | 90 | 83 | 82 | | |
| TAILÂNDIA III (TI-16) | TAI III | 23 | 1.538 | 7.331 | 370 | 90 | 130 | 82 | | |
| SALVATERRA I | SAV I | 16 | 147 | 6.258 | 221 | 34 | 256 | 40 | R$ 536.273,97 | R$ 622.775,04 |
| SALVATERRA II (SV-04) | SAV II | 4 | 204 | 1.383 | 350 | 40 | 259 | 66 | | |
| CAPANEMA I | CAP I | 89 | 1.332 | 34.601 | 107 | 46 | 60 | 37 | R$ 1.081.838,47 | R$ 807.508,93 |
| CAPANEMA II (CP-10) | CAP II | 23 | 1.256 | 12.357 | 205 | 74 | 54 | 56 | | |
| OURÉM I | OUR I | 41 | 485 | 17.273 | 80 | 30 | 43 | 34 | R$ 316.099,06 | R$ 371.848,94 |
| OURÉM II (OR-04) | OUR II | 19 | 864 | 8.875 | 218 | 54 | 78 | 55 | | |
| PARAGOMINAS I | PAR I | 102 | 166 | 24.583 | 50 | 48 | 34 | 43 | R$ 1.523.678,99 | R$ 1.707.448,84 |
| PARAGOMINAS II (PR-09) | PAR II | 60 | 1.691 | 11.593 | 312 | 82 | 114 | 68 | | |
| PARAGOMINAS III (PR-10) | PAR III | 30 | 2.846 | 3.244 | 343 | 82 | 87 | 68 | | |
| VILA CONCÓRDIA I | VCO I | 161 | 2.038 | 28.722 | 168 | 62 | 63 | 47 | R$ 1.132.232,89 | R$ 1.317.713,14 |
| VILA CONCÓRDIA II (VO-05) | VCO II | 3 | 597 | 1.695 | 320 | 70 | 120 | 70 | | |
| MARABÁ I | MAB I | 251 | 1.364 | 48.941 | 60 | 58 | 30 | 48 | R$ 1.548.085,81 | R$ 1.166.568,18 |
| MARABÁ II (MB-11) | MAB II | 14 | 2.609 | 8.154 | 380 | 70 | 116 | 70 | | |
| CIDADE NOVA | CNV | 52 | - | 15.911 | 54 | 47 | 38 | 48 | | |
| ITUPIRANGA I | ITU I | 15 | 359 | 7.229 | 66 | 20 | 24 | 25 | R$ 81.931,00 | R$ 218.370,04 |
| ITUPIRANGA II | ITU II | - | 1.473 | 2.687 | 267 | 36 | 58 | 40 | | |
| JACUNDÁ I | JAC I | 48 | 293 | 12.533 | 47 | 18 | 23 | 28 | R$ 196.706,23 | R$ 62.227,04 |
| JACUNDÁ II | JAC II | 8 | 832 | 1.115 | 252 | 26 | 35 | 40 | | |
| CARAJÁS I | CAJ I | 264 | 733 | 44.086 | 146 | 71 | 69 | 68 | R$ 4.155.187,12 | R$ 1.745.456,05 |
| CARAJÁS II (CJ-03) | CAJ II | 17 | 1.426 | 3.093 | 535 | 70 | 137 | 70 | | |
| ELDORADO DOS CARAJÁS I | ELC I | 32 | 257 | 5.635 | 64 | 23 | 40 | 42 | R$ 200.906,56 | R$ 503.084,77 |
| ELDORADO DOS CARAJÁS I | ELC II | 29 | 2.007 | 8.725 | 179 | 40 | 69 | 66 | | |
| REDENÇÃO I | REN I | 154 | 896 | 22.849 | 53 | 19 | 32 | 35 | R$ 699.154,23 | R$ 575.803,49 |
| REDENÇÃO III | REN III | 69 | 3.137 | 5.992 | 284 | 30 | 109 | 54 | | |
| SANTANA DO ARAGUAIA I* | SAA I | 27 | 85 | 4.842 | 93 | 25 | 110 | 26 | R$ 658.385,21 | R$ 369.307,14 |
| SANTANA DO ARAGUAIA II* ( | SAA II | 3 | 517 | 1.043 | 210 | 30 | 122 | 40 | | |
| TUCURUÍ I | TUR | 72 | 98 | 21.857 | 60 | 35 | 44 | 37 | R$ 631.839,63 | R$ 459.519,01 |
| TUCURUÍ II (TR-04) | TR-04 | 4 | 949 | 3.036 | 481 | 58 | 130 | 62 | | |
| BREU BRANCO I | BRB I | 60 | 96 | 7.695 | 67 | 21 | 23 | 24 | R$ 162.190,36 | R$ 352.566,14 |
| BREU BRANCO II | BRB II | 14 | 990 | 3.169 | 491 | 40 | 69 | 40 | | |
| GOIANÉSIA I | GOI I | 36 | 17 | 5.415 | 57 | 20 | 22 | 24 | R$ 145.232,44 | R$ 121.909,55 |
| GOIANÉSIA II | GOI II | 16 | 1.525 | 2.949 | 261 | 40 | 61 | 40 | | |
| RIO MARIA I | RIM I | 25 | 485 | 4.548 | 66 | 13 | 28 | 21 | R$ 221.569,17 | R$ 441.541,32 |
| RIO MARIA II | RIM II | 18 | 2.052 | 5.997 | 107 | 30 | 38 | 37 | | |
| SÃO FELIX DO XINGU I | SFX | 28 | 558 | 4.697 | 80 | 22 | 68 | 39 | R$ 265.290,25 | R$ 293.282,98 |
| SÃO FELIX DO XINGU II (SX- | SX-03 | 3 | 518 | 2.467 | 240 | 40 | 107 | 62 | | |
| TUCUMÃ I | TUM | 70 | 178 | 11.841 | 111 | 17 | 76 | 39 | R$ 910.634,46 | R$ 1.041.371,60 |
| TUCUMÃ II (TM-05) | TM-05 | 16 | 1.909 | 4.212 | 482 | 30 | 150 | 62 | | |
| XINGUARA I | XIN | 64 | 1.224 | 12.896 | 51 | 23 | 32 | 30 | R$ 343.033,53 | R$ 632.505,77 |
| XINGUARA II (XN-10) | XN-10 | 15 | 1.494 | 3.589 | 297 | 40 | 96 | 46 | | |
| ALTAMIRA I | ALT I | 92 | 334 | 22.005 | 71 | 26 | 46 | 24 | R$ 1.928.052,34 | R$ 885.194,48 |
| ALTAMIRA II (AT-04) | ALT II | 26 | 950 | 5.641 | 256 | 60 | 61 | 50 | | |
| ALTAMIRA III (AT-05) | ALT III | 38 | 957 | 7.789 | 268 | 60 | 82 | 50 | | |
| ITAITUBA I | ITA I | 76 | 47 | 18.263 | 49 | 20 | 31 | 33 | R$ 604.429,43 | R$ 1.528.940,68 |
| ITAITUBA II (IT-29) | ITA II | 17 | 1.166 | 8.055 | 432 | 40 | 93 | 60 | | |
| NOVO PROGRESSO I | NOP I | 56 | 12 | 4.478 | 162 | 24 | 103 | 35 | R$ 774.193,95 | R$ 1.265.750,45 |
| NOVO PROGRESSO II | NOP II | 17 | 476 | 2.053 | 463 | 50 | 163 | 52 | | |
| ALENQUER I* | ALE I | 21 | 11 | 7.584 | 86 | 25 | 169 | 43 | R$ 705.430,82 | R$ 241.135,99 |
| ALENQUER II (AE-04)* | ALE II | 3 | 309 | 1.826 | 427 | 30 | 282 | 66 | | |
| JURUTÍ I* | JUT I | 17 | 6 | 4.875 | 90 | 26 | 170 | 27 | R$ 1.183.255,33 | R$ 680.427,91 |
| JURUTÍ II (JU-04)* | JUT II | 1 | 362 | 2.489 | 575 | 32 | 415 | 36 | | |
| MONTE ALEGRE I* | MAL I | 25 | 61 | 8.359 | 80 | 22 | 177 | 34 | R$ 718.618,97 | R$ 1.066.358,25 |
| MONTE ALEGRE II (ML-03)* | MAL II | - | 624 | 4.980 | 400 | 30 | 357 | 55 | | |
| ÓBIDOS I* | OBI I | 15 | 48 | 7.142 | 93 | 34 | 196 | 44 | R$ 593.654,06 | R$ 952.013,01 |
| ÓBIDOS II (OI-04)* | OBI II | 1 | 494 | 2.067 | 804 | 40 | 822 | 58 | | |
| TAPAJÓS I | TAP I | 194 | 307 | 23.675 | 80 | 37 | 48 | 40 | R$ 898.773,52 | R$ 521.139,22 |
| TAPAJÓS II (TP-30) | TAP II | 10 | 892 | 4.505 | 342 | 70 | 84 | 70 | | |
| | | | | | | | | | R$ 25.353.384,34 | R$ 23.760.013,29 |

O quadro a seguir apresenta os conjuntos relativos às novas SEs e os conjuntos sem alteração de indicadores.

**Novas SEs e conjuntos sem alterações**

| Conjuntos ANEEL 2012 | Sigla | km RD de MT | | Nº UC's | Indicadores de Continuidade | | | | Compensações pagas 2011 (DIC/FIC/DMIC) | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | DEC (h) | | FEC (nº) | | | |
| | | Urbano | Rural | Total | dez/2011 | 2012 | dez/2011 | 2012 | Urbana | Rural |
| ANANINDEUA | ANI | 183 | 9 | 23.061 | 35 | 40 | 21 | 38 | R$ 332.733,31 | R$ 463.098,33 |
| AUGUSTO MONTENEGRO | AUM | 123 | - | 38.125 | 44 | 18 | 30 | 26 | R$ 971.440,95 | R$ 1,53 |
| BENGUÍ | BGI | 102 | 0 | 18.303 | 28 | 18 | 27 | 30 | R$ 427.781,05 | R$ 5,75 |
| COQUEIRO | COQ | 273 | - | 57.492 | 43 | 41 | 42 | 40 | R$ 2.739.576,29 | R$ 33,69 |
| CURIÓ | CUO | 70 | - | 21.079 | 20 | 36 | 26 | 40 | | |
| CREMAÇÃO | CRE | 38 | - | 20.158 | 37 | 18 | 25 | 24 | R$ 567.574,43 | R$ 5,74 |
| GUAMÁ | GUA | 40 | - | 19.406 | 53 | 30 | 31 | 29 | R$ 456.277,45 | R$ - |
| ICOARACI | ICO | 156 | - | 47.870 | 46 | 40 | 31 | 40 | R$ 1.456.098,12 | R$ 15.517,15 |
| OUTEIRO | OTE | 86 | 26 | 16.151 | 28 | 40 | 13 | 40 | | |
| INDEPENDENCIA | IND | 69 | - | 33.411 | 24 | 33 | 24 | 28 | R$ 936.520,13 | R$ 4,16 |
| JURUNAS | JUR | 68 | - | 37.707 | 37 | 28 | 27 | 29 | R$ 1.198.495,82 | R$ 19,10 |
| MARCO | MAC | 40 | - | 19.906 | 35 | 12 | 25 | 24 | R$ 573.137,88 | R$ 3,32 |
| MIRAMAR | MAR | 64 | - | 19.817 | 49 | 18 | 31 | 24 | R$ 764.080,31 | R$ 2,18 |
| MOSQUEIRO | MOS | 115 | 66 | 20.403 | 46 | 18 | 22 | 24 | R$ 278.832,61 | R$ 5.645,51 |
| PEDREIRA | PED | 111 | 0 | 54.017 | 30 | 28 | 32 | 29 | R$ 1.876.923,44 | R$ 80,90 |
| REDUTO | RED | 77 | - | 26.008 | 27 | 28 | 29 | 28 | R$ 2.202.130,43 | R$ 22,92 |
| UTINGA | UTN | 335 | 39 | 77.679 | 42 | 46 | 35 | 39 | R$ 1.997.619,96 | R$ 21.914,09 |
| COTIJUBA* | COT | 7 | 17 | 2.255 | 101 | 20 | 81 | 36 | R$ 25.818,40 | R$ 35.883,42 |
| BAGRE* | BAG | 4 | 6 | 1.768 | 111 | 26 | 76 | 32 | R$ 94.373,88 | R$ 26.213,16 |
| BREVES | BRE | 22 | 60 | 9.331 | 95 | 32 | 81 | 39 | R$ 610.182,27 | R$ 39.995,91 |
| CURRALINHO* | CUL | 4 | 2 | 2.113 | 57 | 32 | 71 | 30 | R$ 119.023,38 | R$ 324,12 |
| MOJÚ | MOJ | 17 | 525 | 9.469 | 142 | 33 | 30 | 28 | R$ 213.152,46 | R$ 204.223,59 |
| OEIRAS DO PARÁ* | OEP | 8 | 13 | 2.931 | 48 | 24 | 60 | 30 | R$ 84.287,02 | R$ - |
| VILA DO CONDE | VIC | 56 | 538 | 29.903 | 109 | 47 | 51 | 44 | R$ 411.022,83 | R$ 542.659,23 |
| AFUÁ* | AFU | 4 | 1 | 2.284 | 39 | 20 | 97 | 41 | R$ 131.745,11 | R$ 4.647,31 |
| ANAJÁS* | ANA | 4 | 4 | 2.185 | 50 | 20 | 40 | 23 | R$ 52.942,60 | R$ 296,67 |
| CACHOEIRA DO ARARÍ* | CHR | 4 | 2 | 1.939 | 55 | 26 | 64 | 48 | R$ 42.034,56 | R$ 7.223,53 |
| CHAVES* | CHE | 3 | 0,2 | 548 | 40 | 30 | 32 | 30 | R$ 14.072,07 | R$ - |
| MELGAÇO* | MEG | 2 | 0,1 | 1.259 | 126 | 30 | 125 | 35 | R$ 133.499,63 | R$ - |
| MUANÁ* | MUA | 9 | 34 | 3.267 | 92 | 38 | 70 | 30 | R$ 110.854,79 | R$ 56.694,72 |
| PONTA DE PEDRAS* | PPE | 31 | 10 | 4.101 | 50 | 24 | 67 | 35 | R$ 106.957,24 | R$ 1.331,11 |
| PORTEL | POT | 11 | 32 | 5.342 | 35 | 20 | 25 | 30 | R$ 129.600,07 | R$ 6.227,58 |
| SANTA CRUZ DO ARARI* | SCA | 26 | 92 | 1.298 | 32 | 30 | 110 | 30 | R$ 62.856,95 | R$ 596,69 |
| SÃO SEBASTIÃO DA BOA VIS | SSB | 4 | 60 | 2.600 | 107 | 44 | 136 | 36 | R$ 317.965,18 | R$ 24.790,12 |
| SOURE* | SOU | 23 | 59 | 6.276 | 73 | 30 | 127 | 41 | R$ 343.953,68 | R$ 46.776,86 |
| BRAGANÇA | BRA | 85 | 1.444 | 47.839 | 130 | 63 | 56 | 40 | R$ 800.312,91 | R$ 722.358,10 |
| SALINÓPOLIS | SAL | 77 | 444 | 21.394 | 67 | 33 | 52 | 28 | R$ 560.764,10 | R$ 141.110,75 |
| CASTANHAL | CAS | 233 | 458 | 54.200 | 47 | 44 | 41 | 44 | R$ 1.115.340,70 | R$ 177.679,23 |
| TERRA ALTA | TEA | 65 | 1.893 | 54.693 | 107 | 38 | 45 | 28 | R$ 493.715,09 | R$ 850.840,52 |
| SANTA MARIA DO PARÁ | SMP | 74 | 2.026 | 34.668 | 131 | 38 | 64 | 44 | R$ 376.423,38 | R$ 791.211,97 |
| MÃE DO RIO | MAE | 51 | 1.169 | 19.090 | 116 | 30 | 44 | 30 | R$ 261.937,48 | R$ 270.258,22 |
| SÃO MIGUEL DO GUAMa | SMG | 45 | 692 | 17.284 | 99 | 30 | 40 | 29 | R$ 284.477,32 | R$ 265.020,31 |
| DOM ELISEU | DEC | 45 | 1.176 | 10.799 | 94 | 27 | 29 | 30 | R$ 220.943,96 | R$ 250.148,26 |
| RONDON DO PARÁ | ROP | 59 | 1.221 | 13.650 | 58 | 18 | 24 | 30 | R$ 279.032,92 | R$ 91.728,33 |
| MORADA NOVA | MON | 26 | 1.232 | 11.152 | 81 | 23 | 33 | 30 | R$ 105.833,68 | R$ 172.175,93 |
| NOVA IPIXUNA | NIP | 20 | 1.337 | 4.188 | 153 | 23 | 49 | 30 | R$ 89.786,00 | R$ 128.513,21 |
| SOSSÊGO | SOS | - | 95 | 288 | 14 | 99 | 3 | 90 | | |
| RIO VERMELHO | RIV | 30 | 2.866 | 11.285 | 186 | 30 | 93 | 44 | R$ 374.096,75 | R$ 508.091,45 |
| CONCEIÇÃO DO ARAGUAIA | COA | 61 | 1.493 | 12.488 | 87 | 30 | 32 | 30 | R$ 216.325,05 | R$ 295.257,68 |
| SANTA MARIA DAS BARREIR | SMB | 22 | 28 | 523 | 52 | 40 | 58 | 32 | R$ 18.906,03 | R$ 278,31 |
| BARREIRA DO CAMPO* | BAC | - | 6 | 384 | 64 | 20 | 63 | 23 | R$ - | R$ 7.289,02 |
| NOVO REPARTIMENTO | NOR | 45 | 3.593 | 18.599 | 201 | 30 | 62 | 41 | R$ 592.870,47 | R$ 771.412,91 |
| URUARÁ | URA | 31 | 1.470 | 15.823 | 213 | 30 | 77 | 50 | R$ 456.131,67 | R$ 861.669,01 |
| GURUPÁ* | GUR | 4 | 47 | 2.447 | 16 | 26 | 66 | 29 | R$ 82.786,04 | R$ 2.557,64 |
| PORTO DE MOZ* | PMZ | 14 | 71 | 3.114 | 32 | 42 | 33 | 30 | R$ 42.823,48 | R$ 348,95 |
| AVEIRO* | AVE | 1 | 1 | 707 | 20 | 26 | 40 | 38 | R$ 4.195,80 | R$ 314,16 |
| JACAREACANGA* | JAR | 7 | 11 | 1.048 | 41 | 32 | 50 | 30 | R$ 41.997,76 | R$ 4.832,80 |
| RURÓPOLIS | RRO | 19 | 521 | 4.727 | 154 | 33 | 67 | 29 | R$ 103.414,67 | R$ 111.157,78 |
| CASTELO DOS SONHOS | CSO | 31 | 106 | 2.180 | 75 | 29 | 68 | 45 | R$ 202.291,12 | R$ 77.589,54 |
| ALMEIRIM* | ALM | 14 | 33 | 3.563 | 14 | 20 | 45 | 38 | R$ 43.544,12 | R$ 6.249,07 |
| CURUÁ* | CUA | 9 | 23 | 2.162 | 14 | 42 | 9 | 23 | R$ 2.865,55 | R$ 1.886,97 |
| FARO* | FAR | 6 | 54 | 1.607 | 16 | 30 | 59 | 35 | R$ 21.276,81 | R$ 4.104,50 |
| ORIXIMINÁ* | ORX | 32 | 2 | 8.902 | 55 | 40 | 103 | 39 | R$ 1.006.818,51 | R$ 35.182,31 |
| PRAINHA* | PRA | 6 | 165 | 2.487 | 29 | 30 | 100 | 30 | R$ 103.706,49 | R$ 28.853,29 |
| TERRA SANTA* | TSA | 12 | - | 3.165 | 36 | 24 | 101 | 27 | R$ 238.755,28 | R$ - |
| SANTARÉM | SAN | 137 | 209 | 39.953 | 65 | 40 | 67 | 38 | R$ 2.548.676,07 | R$ 307.296,18 |
| | | | | | | | | | **R$ 30.473.613,51** | **R$ 8.389.654,79** |

Desse modo, propõe-se a abertura de um processo específico para reavaliação dos valores de DEC/FEC, tanto global quanto dos conjuntos de unidades consumidoras, com vistas a se avaliar a necessidade de separar as unidades localizadas no meio rural do meio urbano, avaliar o quão adequado é a aplicação dos critérios de aplicação dos limites de DIC/FIC/DMIC, avaliar a realidade dos conjuntos apresentados nos dois quadros anteriores, dentre outros objetivos. Cabe destacar que a proposta de limites de continuidade para um novo controlador deve considerar como ponto de partida os valores realizados, sob pena de impor um desafio inexequível para o novo concessionário.

Enquanto isso, os valores constantes da proposta ANEEL no contexto da 3ª RTP da concessionária permaneceriam provisórios até a conclusão das revisões necessárias.

## 7.3 Penalidades e compensações regulatórias

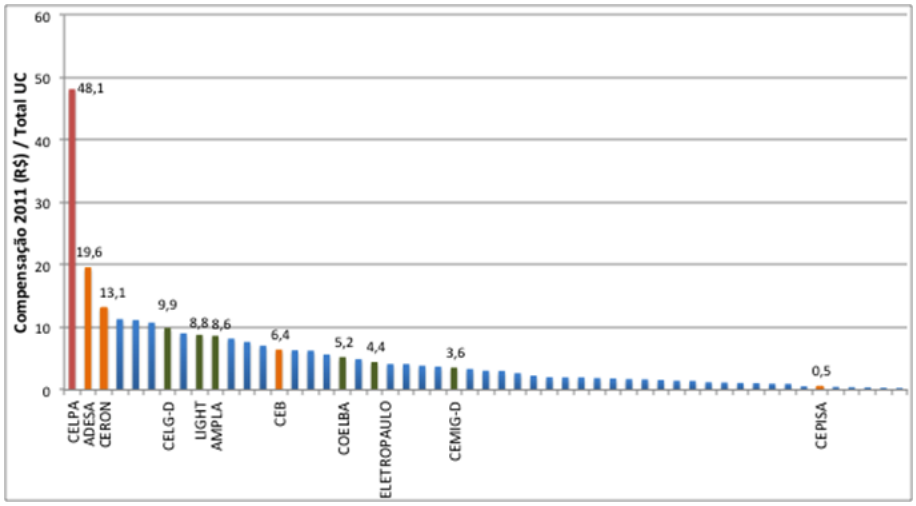
Para uma concessão como a CELPA não é sustentável desembolsos anuais de R$ 96,8 milhões a título de compensações por índices individuais de qualidade e por transgressão por nível de tensão.

Uma parte do descumprimento das referências regulatórias de qualidade pode ser atribuída a problemas financeiros e de gestão. Entretanto, outra parcela, como já identificada, é consequência do estabelecimento de limites regulatórios não compatíveis com a atual realidade da CELPA.

Em 2011, a CELPA desembolsou para DIC, FIC e DMIC aproximadamente R$ 88,0 milhões, o que representou 23% do valor pago em todo o Brasil. Se for observado que a CELPA representa apenas 2,5% das unidades consumidoras e 1,6% do mercado do Brasil, verifica-se uma desproporção de grande magnitude, pois com um mercado ínfimo a CELPA pagou quase 1/4 do que foi pago por todas as concessionárias.

Aprofundando a análise, foi mostrado neste relatório o seguinte gráfico:

**Montante de compensação pago em 2011 (em R$) por unidade consumidora**




**Fonte: ANEEL**

A relação R$/UC da concessionária é interessante porque oferece uma medida de penalidade que permite fazer a comparação relativa entre as empresas. Assim, é de se esperar que empresas que reconhecidamente apresentam problemas de gestão sejam comparáveis na fração de compensação por consumidor. Se essa fração for muito distinta entre as empresas com problemas, a conclusão é de que há outros fatores que estão interferindo nas compensações.

As empresas mostradas no gráfico que apresentam notórios problemas de gestão são: a CELPA = 48,1 R$/UC; ADESA = 19,6 R$/UC; CERON = 13,1 R$/UC; CELG = 9,9 R$/UC; CEB 6,4 R$/UC; CEPISA = 0,5 R$/UC.

Os números relativos aos desembolsos por unidade consumidora da concessionária são eloquentes ao revelar que a CELPA está totalmente descolada das demais, superando em mais que o dobro a segunda colocada e praticamente 5 vezes a CELG, cujos problemas de gestão são tantos que desde a 2ª RTP ficou sem aplicar o

reajuste tarifário, sendo que a situação financeira começou a ser resolvida mediante o aporte de R$ 3,7 bilhões de recursos federais, por meio da transferência do controle do estado de Goiás para a Eletrobrás.

A realidade mostra que a gestão da CELPA não parece tão pior que a das concessionárias consideradas nessa comparação. Portanto, há outro fator que influenciou em tamanha penalização da CELPA. Esse fator foi a definição regulatória de limites de qualidade incompatíveis e inalcançáveis para a realidade da concessão.

Assim, é essencial a revisão dos indicadores regulatórios de qualidade da CELPA, conforme abordado no item anterior, de modo a mitigar as penalidades que estão sendo impostas e que provocam uma inviabilidade estrutural permanente na concessão e por consequência na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

Nesse contexto, propõe-se que as penalizações e as compensações devidas aos consumidores por violação de indicadores de qualidade e por transgressão de nível de tensão, registradas no período de transição, sejam convertidas em investimentos adicionais equivalentes na concessão. Essa ação poderia estar lastreada em um Termo de Ajuste de Conduta – TAC, firmado entre o novo controlador, ANEEL e Ministério Público do Pará.

Assim, além de propiciar tempo para que ANEEL e CELPA definam limites mais aderentes à realidade da concessão e ao tamanho do seu desafio, os recursos das compensações serão direcionados para a melhoria da qualidade (continuidade e conformidade), ao invés de consumir recursos ampliando a distância entre o real e o regulatório.

### 7.3.1 Processos punitivos em andamento

Existe uma série de Termos de Notificação e de Autos de Infração expedidos contra a CELPA. Alguns deles com decisões administrativas definitivas e outros ainda em fase de apreciação.

Para os Termos de Notificação (TN) e Autos de Infração (AI) com decisões administrativas ainda em fase recursal propõe-se que sejam estabelecidos para cada um deles Termo de Ajustamento de Conduta - TAC, convertendo as penalidades em outras obrigações relacionadas à implementação de atividades corretivas específicas, de realização de investimentos que não serão contabilizadas como obrigações especiais ou de outras soluções cabíveis a cada caso. Para os demais casos cujo processo administrativo encontra-se concluído, porém sem quitação da penalidade por parte da concessionária, propõe-se a aplicação do art. 4º da Lei 9.469/1997.

À medida que os TNs e os AIs que se encontram em fase de apreciação forem sendo analisados em definitivo pela ANEEL, o tratamento será o mesmo proposto anteriormente. Entretanto, apesar da proposta de não aplicação de penalidades até 2015, entende-se que a ação fiscalizatória do Regulador deve continuar presente, em caráter educativo, proporcionando uma referência e orientação para a atuação da concessionária na recuperação da empresa e do serviço prestado.

### 7.3.2 Cancelamento de processos punitivos baseados em violação de metas de DEC/FEC

Adicionalmente, é preciso considerar que a ANEEL sempre reconheceu que aplicar à concessionária uma penalidade pelo descumprimento das metas de qualidade e, concomitantemente, obrigá-la a compensar os consumidores pelo descumprimento das metas individuais implicaria dupla penalização.

Com efeito, sob a égide da Resolução ANEEL nº 24/2000, a ANEEL já estabelecia que deveriam ser descontados do montante das multas resultante da violação das metas de conjuntos (DEC e FEC), referentes ao período de apuração, os valores de compensação relativos a metas individuais (DIC e FIC) que, comprovadamente, tivessem sido creditados aos consumidores pertencentes ao respectivo conjunto.

Esse entendimento foi reforçado a partir de 2009 quando a ANEEL passou a não mais multar as concessionárias por descumprimento das metas de DEC e FEC, concentrando a penalização por descumprimento de meta de qualidade nas compensações devidas aos consumidores por violação de metas individuais.

De fato, a partir da edição da Resolução nº 395, de 15.12.2009 (“PRODIST”), e ainda com o objetivo de evitar a dupla penalização das concessionárias, a ANEEL estabeleceu somente a penalização em decorrência da violação das metas de qualidade individuais (DIC/FIC/DMIC), não havendo mais previsão para aplicação de penalidades por descumprimento de metas de qualidade de conjuntos de consumidores (DEC/FEC).

Atualmente, portanto, a regra é de que não se aplica nenhuma penalidade por violação das metas de qualidade de conjunto de consumidores (DEC/FEC) e que, portanto, estando a concessionária em dia com os pagamentos das compensações por descumprimento de metas individuais, a concessionária nada mais deve por descumprimento de metas de qualidade.

Nesse contexto, diante da superveniência de regra mais benéfica sob o PRODIST, que, na prática, eliminou a penalização por descumprimento de metas de DEC e FEC, deve-se aplicar o princípio da retroação da regra mais benéfica para o fim de se cancelarem as multas impostas à CELPA no passado por descumprimento de metas de DEC e FEC. De acordo com Luiz Alfredo Paulin:

> *"(...) Realmente, não se deve olvidar que, em matéria punitiva, vige o princípio segundo o qual as leis posteriores mais benéficas são aplicadas retroativamente: portanto, se válida esta interpretação, a lei posterior mais benéfica alcançaria os casos já julgados definitivamente, inclusive. aqueles já alcançados pela preclusão' administrativa." ("Da competência administrativa para aplicar a lei posterior mais favorável, em caso de punições impostas aos administradores de instituição financeira, com base no art.44 da lei bancária.”* In Revista trimestral de Direito Público. São Paulo: Malheiros, 1998, v.22, p.135.)

Em outras palavras, aplicando-se a regra atual aos períodos abrangidos pelos autos de infração que multaram a CELPA por descumprimento de DEC/FEC, a CELPA já teria quitado todas as suas obrigações decorrentes do descumprimento de metas de qualidade, razão por que todas essas multas deveriam ser canceladas.

A necessidade desse cancelamento de multas com base no princípio da retroação da regra mais benéfica é reforçada pelo fato de a CELPA já ter pago vultosos valores a seus consumidores a título de compensação pelo descumprimento de metas individuais. De fato, apenas no ano de 2011, os valores pagos a título de compensação totalizam R$ 87,9 milhões, valor superior ao total das penalidades em discussão.

## 7.4 Saldo não aplicado em P&D e Eficiência Energética

Em relação ao saldo não aplicado em P&D e Eficiência Energética, no montante de R$ 63 milhões, propõe-se que seja concedido o prazo de um ano para desenvolvimento de novos projetos. Pleiteia-se ainda que a regularização do déficit atual seja concluída até o término do período de transição.

## 7.5 Perdas regulatórias

Entre 2007 e 2011 os investimentos relacionados às ações de combate às perdas não técnicas somaram R$ 491,2 milhões. Em termos de custos operacionais, foram R$ 16,7 milhões por ano nas ações de campo de fiscalização e regularização, envolvendo 670.200 homens – horas. E, segundo o Plano de Ação apresentado pela CELPA, estão ainda previstos recursos de R$ 358 milhões (Investimentos = 212 milhões e Operacional = 146 milhões) para o período 2012 a 2015.

Os principais projetos realizados foram: (*i*) Combate ao "gancho", (*ii*) Blindagem de medidores, (*iii)* Regularização de áreas de invasão, (*iv*) Regularização de clientes sem medição, (*v*) Sistema de Medição Indireta com Telemedição e, (*vi*) Caixa de Medição Blindada - CMB.

Todas as ações realizadas foram precedidas de estudos das experiências disponíveis em outras concessionárias, dos casos que obtiveram êxito ou não, bem como do conhecimento acumulado na própria CELPA. As análises feitas pela concessionária indicavam que o patamar regulatório de perdas não técnicas fixado para 2011 seria plausível.

Entretanto, apesar de todo esse esforço de pessoal e recursos, as perdas não técnicas aumentaram, tendo alcançado 50,62% sobre o mercado de baixa tensão em julho de 2011, percentual bem acima da proposta regulatória do ponto de chegada ao final do 2CRTP, em agosto de 2011, de 31,82%.

Problemas de gestão podem ter ocorrido, mas a CELPA não teve uma postura passiva diante do problema; pelo contrário, dispendeu grande quantidade de recursos e de pessoal. O que provavelmente ocorreu foi o aumento da complexidade socioeconômica da sua área de concessão, dificultando as ações de combate às perdas no último ciclo tarifário. O aumento do nível de perdas se baseia: (*i*) na degradação dos indicadores socioeconômicos, (*ii)* no crescimento espontâneo das

perdas (novas fraudes) mais que dobrando o indicador histórico que era de 3% para 7% nos últimos 5 anos e, (*iii*) nas dificuldades técnicas e legais de implementação das ações de combate.

Uma ação regulatória eficaz é aquela capaz de refletir sobre as metas definidas anteriormente e que não foram atendidas. Para a CELPA, mostra-se claro que a concessionária realizou grandes ações para que fosse alcançado o desejo regulatório. Até porque isso representaria um acréscimo em sua remuneração.

Se houve o esforço e a meta não foi alcançada é porque os desafios que são apresentados na CELPA são tais que provocam forte reação à mudança, no caso, à redução de perdas não técnicas. Isso não quer dizer que não será possível atingir o objetivo, mas apenas que a trajetória será alcançada mais lentamente, principalmente porque, dada a situação da concessão, o combate às perdas concorrerá com outras ações de igual importância.

Nesse contexto, o Submódulo 2.2 do PRORET inclusive prevê a possibilidade de ocorrer a frustração da previsão, conforme transcrição que segue:

> "*55. O ponto de partida poderá ser flexibilizado se, e somente se, simultaneamente, ocorrerem as três situações: (i) haja grande distanciamento entre a perda não técnica regulatória do final do 2CRTP e a praticada; (ii) seja constatado que o distanciamento ou não cumprimento da meta do 2CRTP esteve atribuído à piora significativa das condições socioeconômicas da área de concessão; e (iii) a concessionária não possui empresas comparáveis praticando perdas inferiores.*"

Com base nesse contexto de grande esforço realizado e de forte reação na concessão, entende-se que as metas regulatórias de perdas não técnicas para o 3º ciclo tarifário devem ser revistas pelo Regulador.

Ao invés da trajetória fixa para todo o 3º CRTP (2011 a 2015) de 36,27% (=PNT/mercado BT) propõe-se utilizar como ponto de partida o valor real de perdas não técnicas reais, em 2011, de 50,62%, com reduções lineares até 2015, conforme a metodologia definida no Submódulo 2.2 do PRORET que estabelece os seguintes limites.

*"35. No 3CRTP, as trajetórias de redução de perdas não técnicas serão limitadas a uma taxa máxima de redução anual, diferenciada de acordo com clusters de dificuldade de redução. Assim, concessionárias classificadas em clusters que apresentem maior dificuldade para reduzir poderão eventualmente ter um maior prazo para atingir a sua meta e, por outro lado, para concessionárias classificadas em clusters de maior facilidade poderão ser exigidas trajetórias mais intensas.*

*36. A formação dos clusters leva em consideração três características: complexidade socioeconômica; nível de perdas não técnicas; e porte da concessionária.*

*37. Foram estabelecidos clusters de "velocidade de redução de perdas não técnicas" para empresas com índice de complexidade socioeconômica superior a 0,16 e inferior a 0,16. Os critérios de enquadramento estão apresentados nas tabelas a seguir, bem como os valores dos limites resultantes:*

***Tabela 2: Clusters de Velocidade de Redução de PNT (Complexidade > 0,16)***

| Cluster | Característica | Critério de Enquadramento | Limite de Redução |
|---|---|---|---|
| Cluster 1 | Concessionárias com perdas altas | Perdas NT/BT > 20% | 2,00% |
| Cluster 2 | Concessionárias com perdas médias e menor porte | 8,5% < Perda NT/BT < 20% ncons < 1,6 milhões | 1,40% |
| Cluster 3 | Concessionárias com perdas médias e maior porte | 8,5% < Perda NT/BT < 20% ncons > 1,6 milhões | 1,00% |
| Cluster 4 | Concessionárias com perdas médias e baixas | Perdas NT/BT < 8,5% | 0,00% |

Dessa forma, a velocidade de redução fica limitada a 2,00% p.p./ano, resultando em um ponto de chegada de 44,62% em 2015. As mudanças solicitadas são apresentadas na tabela a seguir.

| | Proposta ANEEL | Proposta CELPA | Diferença |
|---|---|---|---|
| Ponto de Partida | 36,27% | 50,62% | 14,35% |
| Ponto de Chegada | 36,27% | 44,62% | 8,35% |

Além dos aspectos regulatórios e da realidade dos desafios da concessão, a situação a que chegou a prestação do serviço de distribuição na concessão exige uma reflexão específica e contextualizada. No momento em que o passivo é bem superior à base de remuneração e que são necessários grandes aportes de capital para garantir a expansão do atendimento e recuperar a qualidade do serviço prestado, a falta de cobertura tarifária de aproximadamente R$ 66,1 milhões por ano, ocasionada pelo corte regulatório das perdas não técnicas, representa um obstáculo que afeta a viabilidade estrutural da CELPA, tendo em vista que se trata de uma perda de receita de aproximadamente 26,3% do EBITDA Regulatório proposto na 3ª RTP.

A proposta tem o mérito de impor ao novo gestor o desafio máximo previsto na regulação, sem consumir recursos primordiais para o equilíbrio da concessão, revertendo anualmente para a modicidade tarifária a trajetória proposta. Cabe lembrar que o desafio real é mais agressivo que o proposto, uma vez que passado um ano da data base da RTP, verificou-se uma elevação no índice de perdas não técnicas.

## 7.6 Universalização

Já foram feitas no âmbito do PLPT 329 mil ligações de novas unidades consumidoras até 2011, sendo gasto R$ 1,3 bilhão e implantados 593,3 mil postes, 73 mil transformadores e 60 mil km de extensão de rede.

Tendo em vista que a meta para os próximos anos (até 2014) é de 111 mil novas ligações, o que representa 34% do que já foi feito, pode-se afirmar que essa nova meta continuará impactando fortemente a gestão da concessionária, bem como os custos operacionais e os investimentos que serão aportados, na parcela de recursos próprios.

Esse impacto não será contemplado pela tarifa até 2015, uma vez que a ANEEL extinguiu na AP nº 040/2010, o cálculo financeiro do déficit do PLPT, que tinha o objetivo de considerar nas tarifas o efeito do PLPT até a revisão tarifária subsequente.

A extinção do mecanismo do déficit do PLPT já não é coerente por si só, pois a finalidade da tarifa é dar cobertura à gestão eficiente e os investimentos prudentes e destinados à prestação do serviço. Ainda mais quando se constata que o PLPT é um programa de governo compulsório para as distribuidoras. Por este motivo, a extinção do mecanismo foi objeto de recurso administrativo interposto pela ABRADEE, que está em fase de apreciação pela ANEEL.

Essa extinção é ainda mais inconsistente quando se observa o impacto do PLPT no Estado do Pará (consumirá recursos da ordem de R$ 836 milhões ao custo de R$ 7.500 por consumidor) e em um momento de recuperação da empresa e da prestação do serviço adequado. Será necessária a continuidade do cálculo do déficit do PLPT nos reajustes tarifários de 2012 a 2014, assim como na revisão tarifária de 2015. Esse déficit poderia ser restrito apenas àquelas concessões cujo impacto desse programa se mostrar relevante, como é o caso da concessão da CELPA.

Assim, propõe-se o retorno da apuração do déficit do PLPT nos reajustes tarifários subsequentes à 3a RTP, bem como na RTP de 2015, conforme metodologia estabelecida no 2º ciclo de revisões. Tendo em vista que a continuidade do PLPT será relevante apenas em algumas concessionárias, uma possibilidade é apurar o déficit apenas nos casos em que o Programa ainda tem impacto acentuado na concessão.

Adicionalmente, e de forma complementar, propõe-se que ao novo controlador seja garantida a oportunidade de reapresentar ao Regulador o plano de universalização em até 6 meses após a assunção do controle, tendo-se em vista que o prazo regulamentar para apresentação do plano encerra-se em agosto/2012, quando muitos fatores relevantes para a concessão ainda estarão em discussão.

## 7.7 Base de Remuneração

Durante a implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico MCSPE procedeu-se ao inventário de todos os ativos da CELPA, identificando sobras físicas anteriores à 1ª RTP, no valor de R$ 959.415.597,38 de VNR e de R$ 250.095.128,68 de saldo não amortizado (data base do Laudo do 3º CRTP). Embora esse fato tenha ocorrido no 1º CRTP, continua produzindo efeitos no 3º ciclo. Vale lembrar que, pelo fato de ainda não ter sido amortizado apenas 25% do valor original, essas sobras estarão praticamente 100% depreciadas no 4º ciclo, não produzindo mais efeitos tarifários.

Considerando a existência de tais diferenças e que esses ativos estão disponíveis para a prestação do serviço público de distribuição, os mesmos devem ser incluídos na BRR da 3ª RTP, devidamente validados pela ANEEL (acréscimo de VNR=R$ 959.415.597,38 e VNR amortizado = R$ 250.095.128,68). Essa inclusão acarretaria as alterações apresentadas na tabela a seguir:

| | Proposta ANEEL | Proposta CELPA | Diferença |
|---|---|---|---|
| Base de Remuneração Bruta | 2.338.348.218 | 3.297.763.815 | 959.415.597 |
| Base de Remuneração Líquida | 1.472.151.767 | 1.722.246.896 | 250.095.129 |

Cabe mencionar que, dado a data do Laudo de Avaliação ser 6 meses antes da revisão tarifária da CELPA (fevereiro/11), os investimentos realizados no período de março/11 a agosto/11, no valor de R$ 205 milhões, não foram considerados neste ciclo, sendo que somente serão remunerados a partir do 4º ciclo, após quatro anos de depreciação.

Não se trata de revisitar as duas primeiras revisões tarifárias. É certo que a exclusão das sobras citadas acarretou perdas consideráveis de receita, mas não é isso o que se propõe aqui. O que está sendo pleiteado é a inclusão das sobras no cálculo da 3ª revisão tarifária porque elas continuam vinculadas à concessão e exercendo sua função de prestar adequadamente o serviço público de distribuição e, consequentemente, deve ser dado o mesmo tratamento tarifário que existe aos demais ativos, contemplando a correspondente remuneração e quota de reintegração regulatórias.

Enfatize-se que o objetivo da tarifa é remunerar adequadamente os investimentos prudentes e a gestão eficiente, de modo que não é coerente que haja uma penalização permanente na receita da concessionária, provocada pela desconsideração também permanente de ativos não identificados no processo da 1ª RTP, mas que estão prestando o serviço adequado de distribuição de energia elétrica. E, ainda, a tarifa não deve ser um mecanismo de punição (há outras formas de se fazer isso), mas sim de remunerar adequadamente a gestão e os ativos eficientes.

Caso não haja tempo suficiente para a ANEEL validar e implementar esta proposta no contexto da 3ª RTP da CELPA, então propõe-se que se abra um processo específico para essa validação e, se homologada pela Agência a existência dos mencionados ativos, que se crie um ativo regulatório a ser compensado nas movimentações tarifárias subsequentes. Tal procedimento é análogo ao definido pela ANEEL no contexto da 3ª RTP da AES ELETROPAULO. Nesse contexto, o Diretor-

Relator, Dr. Julião Silveira Coelho, entendeu que deverão constar da BRR blindada da concessionária apenas os ativos em operação. Se o ativo não está em operação porque nunca existiu, ou porque não integra mais o patrimônio da concessionária, deverá ser retirado da Base de Remuneração Regulatória da concessionária. A seguir a transcrição dos trechos do voto que fundamentam tal entendimento:

> *"II.1.5. Base blindada, baixas e ativos fora de operação*
>
> *34. No ponto, percebe-se que a decisão da SFF de dar baixa em ativos que não mais se encontram em operação encontra respaldo no Submódulo 2.3. do PRORET.*
>
> *35. Se deve ser procedida à baixa, da base blindada, de ativo que, embora estivesse em operação, não mais o está, com maior razão deve ser baixado ativo que possivelmente jamais esteve em operação, ativo que possivelmente jamais existiu.*
>
> *36. Ao estabelecer que a blindagem não afasta a necessidade de serem baixados os ativos que deixaram de estar em operação entre um ciclo e outro, o Submódulo 2.3 do PRORET evidencia que somente devem integrar a base de remuneração os ativos alocados ao serviço de distribuição.*
>
> *37. Logo, seja porque foram baixados ou porque talvez jamais tenham existido, ativos que não estão alocados à prestação do serviço concedido devem ser baixados".*

Assim, se os ativos que não estão em operação deverão ser retirados da Base de Remuneração Regulatória da concessionária, pela mesma razão, seguindo-se o entendimento adotado no processo de revisão periódica da AES ELETROPAULO, aqueles que estão em operação deverão ser adicionados à Base de Remuneração Regulatória da concessionária, sob pena de se conferir tratamento anti-isonômico às concessionárias.

## 7.8 Custos Operacionais Regulatórios

Não é coerente em um regime de *price cap* que um gestor privado faça a opção por ter 45% de ineficiência nos custos operacionais, desistindo de parte da sua remuneração. Além disso, nos momentos de dificuldades financeiras, uma das medidas das empresas privadas é a redução acentuada nos seus custos operacionais.

Segundo o *benchmarking* feito pela ANEEL, a CELPA poderia cortar 45%, quase a metade, dos custos reais de operação e manutenção de redes, atendimento comercial, leitura e medição, administração central, *call center*, entre outros. Ou seja, o serviço poderia ser prestado de forma adequada com um corte linear de quase metade de todos os custos operacionais da concessionária.

A causa para a apontada ineficiência medida pelo *benchmarking* da ANEEL é o reduzido número de variáveis ambientais consideradas (nível salarial, nível de chuvas, complexidade no combate às perdas não técnicas e unidades consumidoras

por conjunto). No entanto, a escolha metodológica feita pela ANEEL para a apuração do *benchmarking* exclui os fatores ambientais que afetam apenas poucas concessões.

As empresas foram separadas em dois grupos, conforme o porte delas.

| EMPRESA | DEA | COLS | Média |
|---|---|---|---|
| RGE | 100% | 99% | 99% |
| PIRATININGA | 100% | 96% | 98% |
| COSERN | 100% | 95% | 97% |
| COELBA | 100% | 92% | 96% |
| CPFL PAULISTA | 97% | 88% | 93% |
| AES SUL | 86% | 85% | 85% |
| CELPE | 85% | 80% | 82% |
| COELCE | 85% | 79% | 82% |
| CEMAR | 87% | 75% | 81% |
| LIGHT | 82% | 71% | 76% |
| ESE | 82% | 67% | 75% |
| BANDEIRANTE | 74% | 71% | 72% |
| ELEKTRO | 70% | 68% | 69% |
| EPB | 74% | 60% | 67% |
| ESCELSA | 67% | 67% | 67% |
| ENERSUL | 73% | 56% | 64% |
| CEMAT | 74% | 53% | 64% |
| ELETROPAULO | 67% | 51% | 59% |
| CEB | 60% | 54% | 57% |
| AMPLA | 59% | 54% | 56% |
| COPEL | 53% | 47% | 50% |
| CELESC | 53% | 47% | 50% |
| CEEE | 49% | 50% | 49% |
| CELG | 58% | 40% | 49% |
| CEPISA | 51% | 42% | 47% |
| AMAZONAS | 49% | 42% | 45% |
| CEMIG | 51% | 39% | 45% |
| CELPA | 44% | 42% | 43% |
| CEAL | 46% | 37% | 41% |

| EMPRESA | DEA | COLS | Média |
|---|---|---|---|
| CSPE | 100% | 90% | 95% |
| JAGUARÍ | 100% | 81% | 91% |
| MOCOCA | 91% | 81% | 86% |
| MUXFELDT | 83% | 71% | 77% |
| SANTA CRUZ | 85% | 69% | 77% |
| CPEE | 80% | 72% | 76% |
| EBO | 79% | 49% | 64% |
| CAIUA | 69% | 56% | 63% |
| EMG | 74% | 46% | 60% |
| SANTA MARIA | 60% | 54% | 57% |
| EDEVP | 60% | 49% | 54% |
| BRAGANTINA | 58% | 50% | 54% |
| CELTINS | 67% | 36% | 51% |
| NACIONAL | 56% | 44% | 50% |
| CFLO | 54% | 46% | 50% |
| SULGIPE | 68% | 31% | 50% |
| DEMEI | 55% | 44% | 50% |
| COCEL | 51% | 46% | 48% |
| ENF | 57% | 38% | 47% |
| UHENPAL | 47% | 47% | 47% |
| ELETROCAR | 47% | 43% | 45% |
| CHESP | 46% | 37% | 42% |
| HIDROPAN | 44% | 39% | 42% |
| EFLUL | 46% | 37% | 41% |
| JOAO CESA | 62% | 21% | 41% |
| DMED | 46% | 37% | 41% |
| COOPERALIANÇA | 44% | 37% | 41% |
| ELETROACRE | 46% | 33% | 39% |
| IGUAÇÚ | 39% | 37% | 38% |
| BOA VISTA | 23% | 19% | 21% |

Das concessionárias da região norte, apenas CELPA e AMAZONAS estão no primeiro grupo, representando 2 empresas em um total de 30 utilizado no *benchmarking*. Consequentemente, variáveis ambientais que aumentam fortemente a ineficiência apenas nessas duas concessões apresentarão baixa correlação e baixo nível de significância com os custos operacionais, tendo em vista que esses índices estatísticos consideram todas as empresas avaliadas. Pior ainda, além das variáveis ambientais serem desconsideradas, o resultado do *benchmarking* indicará uma ineficiência relativa desproporcional e incoerente dessas empresas.

É o que está acontecendo com a CELPA, que possui características que não se verificam com a mesma intensidade nas demais empresas do *benchmarking*. Ou será que alguma das demais 28 distribuidoras possuem concomitantemente as seguintes características da concessão da CELPA?

- predominância da região amazônica;
- 33,3%, da área de concessão da CELPA correspondem a terras indígenas e 22,5% a áreas de conservação ambiental. Ou seja, em mais de 55 % da área de concessão da CELPA há algum tipo de limitação de acesso;
- chuvas quase o ano inteiro (maior índice pluviométrico do Brasil);

- de dezembro a maio, vários trechos de acessos ficam intransitáveis, deixando vários municípios isolados;
- menor densidade de cliente por área;
- sistemas radiais longos (por exemplo, em Marabá os alimentadores têm 2.600 km de extensão com apenas 8.000 consumidores distribuídos ao longo dele);
- 15 % das sedes dos municípios do Pará são acessadas somente por via fluvial ou avião fretado;
- limitação de 7 horas para a jornada diária de trabalho, por acordo coletivo e por determinação judicial.

Os resultados obtidos com o *benchmark*ing não podem ser aplicados de forma determinística para a CELPA, tendo em vista que suas características fazem com que ela seja um *outlier* em relação às demais empresas avaliadas.

Assim, pelas estimativas iniciais, o ponto de partida dos custos operacionais tem um déficit de R$ 35,5 milhões correspondente às particularidades da concessão amazônica (ineficiência de 45%) e do limite de 7 horas diária de trabalho. Por todas essas questões, propõe-se não aplicar o componente de trajetória T na 3ª RTP da CELPA, componente esse que está refletindo uma ineficiência incoerente com a realidade da concessão CELPA.

Cabe destacar que, além do problema das variáveis ambientais não capturarem adequadamente os níveis de custos necessários para a concessão, os custos de O&M continuarão crescentes, pois até 2015 serão feitas 111 mil novas ligações dentro do PLPT. Assim, a aplicação da metodologia definida para o 3º ciclo relativa aos custos operacionais pode não ser aplicável frente a dinâmica da concessão. Os resultados do pleito são apresentados na tabela a seguir.

| Descrição | Proposta ANEEL | Proposta CELPA | Diferença |
|---|---|---|---|
| ETAPA 1 | | | |
| OPEX 3CRTP - Ponto de Partida | 428.774.276 | 428.774.276 | 0 |
| ETAPA 2 | | | |
| Componente T | 2,00% | 0,00% | -2,00% |
| OPEX 3CRTP - Final do Ciclo | 387.124.322 | 428.774.276 | 41.649.953 |

Deste modo, já na partida, será imposto um desafio ao novo controlador de aproximadamente R$ 18 milhões por ano, uma vez que os atuais custos operacionais da CELPA estão em torno de R$ 446 milhões. Por outro lado, os resultados do *benchmarking* serão postergados para a 4ª RTP, momento oportuno para ANEEL promover uma avaliação dos custos operacionais da concessionária, englobando, dentre outros, o estudo do quantitativo de pessoal, dos custos unitários dos serviços terceirizados de operação e manutenção, de leitura, medição e entrega de faturas. Nessa avaliação, ficará comprovado que não é cabível uma ineficiência de 45% dos custos operacionais.

## 7.9 Inadimplência Setorial

A legislação setorial estabelece que a aplicação de reajustes tarifários somente poderá ser feita se a concessionária estiver adimplente quanto ao pagamentos dos encargos setoriais, da compra de energia e dos custos de transporte.

Isso quer dizer que as novas tarifas da CELPA, decorrentes da aplicação do reajuste tarifário anual de agosto/2012, bem como os efeitos da 3ª RTP, somente serão aplicados aos consumidores finais a partir do instante em que a CELPA se tornar adimplente, não retroagindo, de modo algum, à data do reajuste (agosto/2012).

Tendo em vista que a receita anual da CELPA gira em torno de 2 bilhões anuais, ou R$ 167 milhões mensais, e que se estima que o reajuste tarifário anual de agosto/2012 será próximo de 10%, a não aplicação desse reajuste pode representar uma perda anual definitiva e irreversível da ordem de R$ 200 milhões (=10%*2,0 bilhões).

Uma perda irreversível anual de R$ 200 milhões traz resultados ruins para qualquer concessionária mesmo que esteja em situação financeira razoável. Para a CELPA, que precisa recuperar tanto a empresa quanto a qualidade do serviço prestado, essa perda seria de proporções desastrosas.

Assim, é imprescindível para a concessão a viabilização de uma alternativa que permita a implementação do referido reajuste tarifário, com efeitos a partir de agosto/2012, mediante uma adequada negociação dos débitos que impossibilitam a mudança tarifária.

## 7.10 Remuneração por ativos de terceiros

Na CELPA o PLPT representa um significativo volume de ativos e de unidades consumidoras associadas, para os quais não se tem remuneração e que imputam riscos não contemplados no custo do capital regulatório.

Dessa forma, é fundamental incluir uma remuneração para os serviços relacionados com os ativos totalmente depreciados e os decorrentes de obrigações especiais.

Trata-se da adoção de tratamento que considere os custos referentes à operação de ativos sem remuneração regulatória, bem como os riscos não contemplados no custo de capital regulatório, como é o caso dos ativos totalmente depreciados e daqueles tratados como Obrigações Especiais.

Assim, devido a sua importância, propõe-se adotar para a CELPA, o seguinte tratamento regulatório para a remuneração desses ativos.

**GAS = (AISD + OE) . k . (α . ϕ)**

Onde: [6]

GAS – valor adicional pela gestão de ativos sem remuneração (R$);

AISD – valor bruto do Ativo Imobilizado em Serviço integralmente depreciado (R$);

OE – valor do saldo bruto das Obrigações Especiais (R$);

k – coeficiente que estabelece efeito da vida útil dos ativos (considerar o valor utilizado pela ANEEL, no cálculo da anuidade da BAR – 50%);

α – participação do capital próprio na estrutura de capital;

ϕ – prêmio de risco do negócio e financeiro a ser confirmado para a metodologia do cálculo do WACC.

É essencial o reconhecimento dessa remuneração para o caso da CELPA, pois a situação de distorção que existe entre ativo remunerável e ativo não remunerável ficará ainda mais acentuada nos próximos anos. Para dar continuidade ao PLPT, são previstos investimentos de R$ 1,09 bilhão, sendo R$ 740,8 milhões de natureza de Obrigações Especiais (CDE). Desse modo, em 2015, o valor das Obrigações Líquidas totalizará aproximadamente R$ 1,5 bilhão. Esse montante tem equivalência com ativos remuneráveis de várias concessões, ou seja, trata-se de uma concessão dentro da concessão CELPA. Cabe ressaltar que, com a conclusão dos projetos de interligação da Ilha de Marajó e Calha Norte, são previstos investimentos adicionais em torno de R$ 600 milhões, que também seriam convertidos em Obrigações Especiais, pois os mesmos se sub-rogam à CCC, elevando as Obrigações Especiais da concessão para o patamar de R$ 2,1 bilhões.

## 7.11 Sub-rogação da CCC

### 7.11.1 Garantia de 100% de sub-rogação para a interligação de sistemas vinculados ao projeto Calha Norte

Um aspecto relevante quanto à sub-rogação da CCC diz respeito às necessidades futuras de investimentos da empresa, referentes à interligação de áreas atualmente atendidas por sistemas isolados. Este fato é particularmente crítico na chamada margem esquerda do rio Amazonas – os sistemas desta região devem ser interligados no âmbito do projeto Calha-Norte, mas, segundo a regulamentação vigente, terão garantidos apenas 75% de seus investimentos reconhecidos como sub-rogação. De forma a possibilitar uma melhor alocação de recursos propõe-se que seja garantido para estas obras um índice de 100% de sub-rogação.

### 7.11.2 Uso da CDE para quitação antecipada dos financiamentos

O recebimento da sub-rogação da CCC de empreendimentos realizados nos sistemas isolados se processa de forma paulatina, conforme evolução do mercado

[6] Proposta apresentada pela ABRADEE na AP 40/2010.

consumidor, e após a sua entrada em operação. Para construir esse empreendimento uma fonte possível de recursos é o financiamento da RGR.

Do ponto de vista contábil, tem-se que o financiamento da RGR é registrado no passivo como dívida, enquanto a sub-rogação da CCC será contabilizada como Obrigações Especiais (OE). Portanto, é uma operação casada que transita inicialmente no passivo e depois em OE. Todavia, este período de transição se estende por vários anos, já que o recebimento da sub-rogação dá-se conforme o mercado consumidor se realiza.

Enquanto existe a dívida com a RGR, ocorre uma elevação do nível de alavancagem da concessionária, que poderá impedir a contratação de novos financiamentos. Tal fato é particularmente crítico para a CELPA, pois as necessidades de investimentos futuros são vultosas.

Por outro lado, a empresa não pode abrir mão do uso do mecanismo de sub-rogação, pois há clara necessidade de substituir a geração térmica isolada, visando a redução de custos e a melhoria da qualidade do atendimento.

Isto posto, propõe-se a seguinte alternativa contábil para contornar essa situação:

Passo 1: obtenção de autorização da ANEEL para sub-rogação da CCC;

Passo 2: captação de recursos da RGR pela concessionária para efetivação da interligação;

Passo 3: uso de recursos da CDE para a quitação imediata dessa captação junto a RGR, e conversão do investimento associado em obrigações especiais;

Passo 4: uso dos recursos oriundo da sub-rogação da CCC para reposição dos recursos da CDE.

A consequência contábil desse procedimento para a concessionária é que os recursos captados para projetos de interligação dos sistemas isolados seriam contabilizados diretamente em OE, reduzindo o nível de alavancagem e abrindo espaço para ampliação do volume investimentos na concessão. Um outro mecanismo para alcançar este objetivo é apresentado no próximo subitem.

### 7.11.3 Dação em recebíveis dos recursos da sub-rogação da CCC para quitação do financiamento

Vale notar que do ponto de vista da concessionária uma vez autorizado pela ANEEL o enquadramento do projeto na sub-rogação da CCC e iniciada a operação comercial do empreendimento, surge para concessionária direito de crédito correspondente ao montante do ressarcimento aprovado pelo Regulador.

Neste contexto, caso o projeto seja executado com um financiamento RGR, a Eletrobrás e a concessionária, como credora e devedora uma da outra, estariam em posição de realizar uma compensação de dívidas, que seria a modalidade de extinção de obrigações própria para essa situação, nos termos do Código Civil:

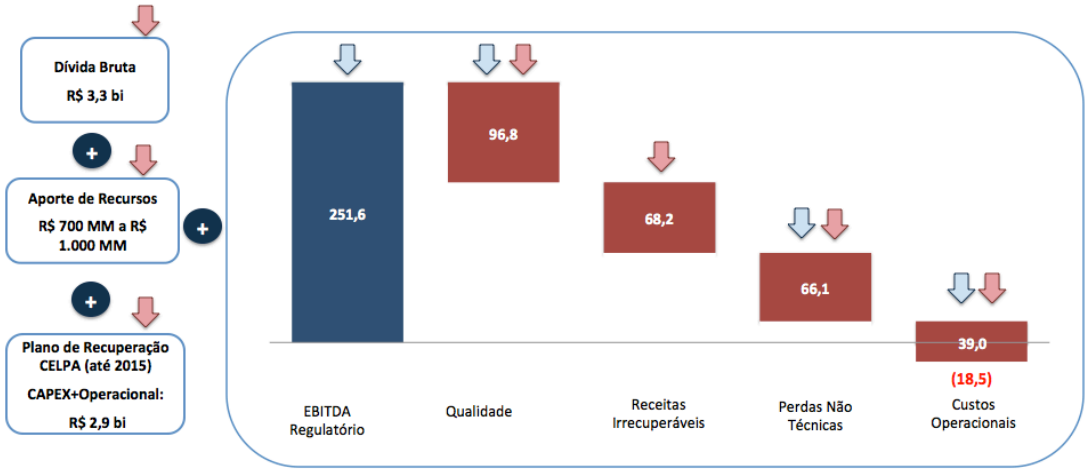
> *"Art. 368. Se duas pessoas forem ao mesmo tempo credor e devedor uma da outra, as duas obrigações extinguem-se, até onde se compensarem."*

Contudo, também nos termos do Código Civil, para que a compensação possa ser concluída, é necessário que as dívidas estejam líquidas e vencidas. Logo, seria necessário avaliar a possibilidade de conciliar-se um eventual parcelamento dos débitos de RGR perante a Eletrobrás com o calendário mensal de recebimento dos créditos referentes à CCC.

Caso não se possa esperar o vencimento dos créditos do pagamento da CCC, não haveria impedimento à realização de cessão de seus créditos futuros referentes à CCC em dação em pagamento do financiamento referente a RGR. Isso porque a dação em pagamento é apenas uma forma de extinção da obrigação. No caso em estudo, a CCC continuaria a ser usada para o reembolso dos custos originalmente previstos relativos à sua sub-rogação, a diferença é que os créditos resultantes desse uso da CCC seriam aplicados para a extinção de uma outra obrigação (i.e. o financiamento com recursos da RGR).

## 7.12 Plano de Transição – Consolidação

O Plano de transição propõe um conjunto de ações para o período 2012 a 2015, que envolvem tanto o novo controlador quanto a ANEEL. Em síntese, essas ações podem ser visualizadas no gráfico a seguir.




As setas em vermelho sinalizam os aspectos em que a empresa, sob nova gestão, deverá atuar. As setas azuis indicam os aspectos em que é necessária a atuação da ANEEL, de forma a viabilizar a recuperação da concessão.

# 8 CONCLUSÃO

Ao longo deste relatório mostrou-se que a atual situação da CELPA é critica e incompatível com os desafios da concessão, no presente e no futuro. Essa incompatibilidade é refletida no conjunto de passivos atuais (econômicos, financeiros, judiciais e regulatórios) e na qualidade dos serviços prestados.

A grave situação econômico-financeira fez com que a empresa em 2011 solicitasse à ANEEL uma Revisão Tarifária Extraordinária e, em fevereiro de 2012, ajuizasse pedido de recuperação judicial. Em contrapartida, a situação da qualidade do serviço prestado fez com que a ANEEL, em abril de 2012, solicitasse à concessionária um Plano de Ação para equacionamento das questões apresentadas no Relatório de Comunicação de Falhas e Transgressões à Legislação e ao Contrato de Concessão.

Ao contrário do que ocorre com empresas reguladas sob o regime do *price cap*, o desempenho operacional, medido pela relação EBITDA REAL/Energia Vendida, reduziu 20,19% nos últimos 4 anos.

Em 2011, a CELPA pagou compensações para seus consumidores no valor médio de R$ 49,89/UC, a segunda empresa a pagar a maior compensação foi a CELG no valor médio de R$ 10,05/UC, ou seja, 5 vezes menos.

Esses indicadores, por si só, demonstram que os problemas da CELPA não são apenas de natureza econômica e financeira. A Empresa apresenta também sérios problemas operacionais estruturais que absorvem toda a geração de caixa da concessionária. Ou seja, mesmo que fosse quitada toda a dívida, uma série de perdas, multas e compensações continuariam a ocorrer por um longo tempo, drenando recursos da concessão, impossibilitando, consequentemente, a prestação do serviço adequado, e mantendo a concessão em um circulo vicioso e destrutivo.

Caso este ciclo destrutivo na concessão não seja interrompido, não haverá solução estrutural robusta capaz de reverter a situação atual.

A situação atual é, em parte, consequência da grande distância entre o atual nível de exigência regulatória e a realidade vivenciada atualmente pela concessionária. Existe uma realidade que não pode ser desconsiderada, e é a partir dela que podem ser construídas as soluções estruturantes. Ações extraordinárias precisam ser realizadas para reverter a situação crítica atual.

Uma vez que os resultados dos novos investimentos na concessão e da mudança de gestão surgem após alguns anos, é necessário um período de transição, onde requisitos regulatórios precisam ser reavaliados. Nesse contexto, a regulação será o meio para propiciar parte das condições necessárias para viabilizar a concessão, revendo metas, compromissos e prazos regulatórios.

Constata-se ainda que, além dos resultados decorrentes da mudança no modelo de gestão, o novo controlador precisa necessariamente aportar recursos expressivos na concessão. Esses serão fundamentais para recuperar a qualidade do serviço e garantir o atendimento às demandas de energia elétrica advindas da forte expansão econômica que ocorrerá no Estado do Pará.

Nesse contexto, se torna necessária a implementação de um Plano de Transição Regulatório. Esse plano contempla um conjunto de ações no âmbito regulatório que precisam ser implementadas durante o período 2012 - 2015 (3 anos) de forma a trazer a concessão para um quadro de normalidade, sob o qual a concessionária possa oferecer níveis razoáveis de qualidade e de perdas elétricas.

O que se propõe por intermédio desse plano de transição é uma solução para a concessão, independentemente de quem venha assumir o controle da CELPA. Sem essas ações estruturais no campo regulatório, por um período de 3 anos, fortes ações de gestão, e significativo aporte de recursos novos, será impossível reverter a situação em que se encontra a concessão.

Caberá a ANEEL definir, no campo regulatório, o quanto contribuir para trazer a concessão para um cenário de normalidade desejado pelos consumidores do Estado do Pará.