

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**CONTEXTO REGULATÓRIO, TÉCNICO E AS
PERSPECTIVAS BRASILEIRAS PARA REDES
ELÉTRICAS INTELIGENTES APLICADAS A
CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO**

LORENA MELO SILVA

**ORIENTADOR: MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE
OLIVEIRA**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO:

BRASÍLIA/DF: JUNHO-2016

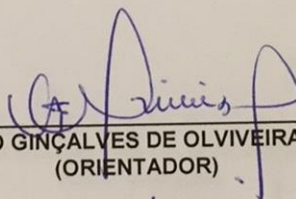
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

CONTEXTO REGULATÓRIO, TÉCNICO E AS PERSPECTIVAS
BRASILEIRAS PARA REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES
APLICADAS A CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO

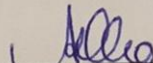
LORENA MELO SILVA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.

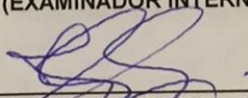
APROVADA POR:



MARCO AURÉLIO GINÇALVES DE OLIVEIRA, Dr., ENE/UNB
(ORIENTADOR)



ANÉSIO DE LELES FERREIRA FILHO, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)



JOÃO ODILON FREITAS E SILVA, Dr., ONS
(EXAMINADOR EXTERNO)

Brasília, 29 de junho de 2016.

FICHA CATALOGRÁFICA

SILVA, LORENA MELO

Contexto regulatório, técnico e as perspectivas brasileiras em Redes Elétricas Inteligentes aplicadas em concessões de distribuição [Distrito Federal] 2016.

xvii, 126 p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2016).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

1.Redes Inteligentes (*Smart Grids*)

2.Distribuição de Energia Elétrica

3.Regulação

4.Análise de custos e benefícios

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SILVA, L.M. (2016) Contexto regulatório, técnico e as perspectivas brasileiras em Redes Elétricas Inteligentes aplicadas em concessões de distribuição. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGEE.DM-638/2016, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 126p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Lorena Melo Silva

TÍTULO: Contexto regulatório, técnico e as perspectivas brasileiras em Redes Elétricas Inteligentes aplicadas em concessões de distribuição.

GRAU: Mestre

ANO: 2016

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Universidade de Brasília – UnB
Faculdade de Tecnologia.
Departamento de Engenharia Elétrica.
CEP 70.910-900
Brasília-DF-Brasil

À minha família e ao meu futuro esposo, por serem fonte inesgotável de otimismo e suporte em minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais Izaias e Ione, por me ensinarem sempre a importância de conquistar novos horizontes, tanto pessoais quanto profissionais. Às minhas irmãs Daniele e Natália, por estarem sempre presentes, inclusive nos momentos de turbulência e dúvidas ao longo do caminho.

Agradeço também ao meu querido futuro esposo, André, pois sem seu incentivo e apoio na reta final esse trabalho não teria se concretizado.

A todos os meus colegas e amigos da jornada profissional, da Abdo, Ellery e Associados e do Ministério de Minas e Energia, que me ensinam diariamente a respeitar e valorizar o que faço hoje e a buscar o aprimoramento sempre.

Em especial ao amigo e fonte de inspiração Eduardo Ellery, um profissional exemplar e que desde o início apostou no potencial deste estudo, do momento de sua concepção até as ideias e análises finais.

Por fim, agradeço imensamente ao Professor Marco Aurélio, pela orientação e pelo voto de confiança.

RESUMO

O Setor Elétrico Brasileiro - SEB é extremamente complexo, com uma extensa cadeia de valor interligada por meio do Sistema Interligado Nacional – SIN. Em especial durante os últimos anos, tal complexidade aumentou com o crescimento da demanda, a inserção de novas fontes de geração, e o envelhecimento dos sistemas existentes.

Nesse contexto, que também se verifica no restante do mundo, em diferentes escalas, as Redes Elétricas Inteligentes, ou *Smart Grids*, surgem como uma forma de proporcionar à sociedade maior segurança de abastecimento, possibilitar a resposta por parte da demanda, a melhora dos índices de qualidade pelo rápido reconhecimento e restabelecimento do sistema diante de distúrbios e falhas, maior eficiência nas instalações de transmissão e distribuição, redução de perdas, dentre tantas outras.

O objetivo deste trabalho é aprimorar as análises acerca dos custos e benefícios decorrentes de projetos em Redes Elétricas Inteligentes a partir da ótica das características de concessões de distribuição escolhidas, pensando na implantação das Redes Elétricas Inteligentes não como um fator acessório aos sistemas atuais, mas sim de forma ampla e com o objetivo de mudar o relacionamento entre o consumidor e os sistemas elétricos atuais.

A partir dos resultados, serão identificados conjuntos de características importantes para a viabilidade da implantação, configurando ferramenta acessória para a decisão de investimento em Redes Elétricas Inteligentes.

Palavras- chave: 1.Redes Inteligentes (*Smart Grids*) 2.Distribuição de Energia Elétrica 3.Regulação 4.Análise de custos e benefícios

ABSTRACT

The electrical energy sector in Brazil is extremely complex, with an extensive value chain interconnected by the national grid. Especially during the recent years, this complexity has increased with the growth of energy demand, the introduction of new generation sources, and the aging of existing systems.

In this context, which is also verified in other countries in different scales, the Smart Grids arise as a way to provide society a greater supply reliability, enable the response of the consumer, the improvement of energy quality through fast recognition of disturbances and system restoration after failures, greater efficiency in transmission and distribution facilities, reducing of losses, among other benefits.

The objective of this work is to improve the cost and benefits analysis for Smart Grids projects by the perspective of electric power distribution utilities characteristics, in order to promote the implementation of Smart Grids not as an auxiliary factor to nowadays electrical systems, but as a wide project, in order to change the way the consumer interacts with the energy sector, in opposition with the current situation.

The results obtained will indicate the most significant features to the viability of the implementation, by setting an ancillary tool for investment decision in Smart Grids.

Keywords: 1. Smart Grids 2. Electric power distribution utilities 3. Regulation 4. Cost and benefits analysis

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	13
1.1. Contextualização	13
1.2. Motivações do trabalho	14
1.3. Objetivos do trabalho	15
1.4. Estruturação do trabalho	15
2. REDES INTELIGENTES	17
2.1. O que são <i>Smart Grids</i>, ou Redes Elétricas Inteligentes	17
2.2. O contexto mundial para Redes Elétricas Inteligentes	20
2.2.1. O estágio de desenvolvimento em mercados internacionais.....	20
2.2.1.1. América do Norte.....	25
2.2.1.2. Europa.....	25
2.2.1.3. Brasil.....	26
2.2.2. Equipamentos utilizados e custo-benefício nos projetos implantados.....	27
2.3. Contexto para Redes Elétricas Inteligentes no Brasil	30
2.3.1. O estágio de desenvolvimento dos sistemas de Redes Elétricas Inteligentes implantados.....	30
2.3.2. Dificuldades observadas.....	32
2.3.3. Iniciativas no campo regulatório.....	33
2.3.4. Condicionantes regulatórias do serviço de distribuição no Brasil.....	36
3. REQUISITOS DE QUALIDADE DE FORNECIMENTO	40
3.1. A qualidade da energia elétrica	40
3.2. Os indicadores de continuidade	43
3.2.1. Histórico dos indicadores na regulamentação brasileira.....	43
3.2.2. Metodologia atual.....	44
3.3. Fatores que influenciam os níveis de qualidade	46
3.3.1. Conjuntos de Unidades Consumidoras.....	46
3.3.2. Tempo médio de atendimento.....	47
3.4. Conceituação de procedimentos para melhoria de níveis de qualidade do serviço 47	
3.5. Requisitos de qualidade vigentes no Brasil	50
4. MATERIAIS E MÉTODOS	60
4.1. Considerações iniciais	60
4.2. Informações sobre concessionárias de distribuição e escolha das empresas representativas	61
4.2.1. Tratamento dos dados para a escolha das concessionárias de distribuição.....	64
4.3. Aplicação das metodologias de cálculo escolhidas	67
4.3.1. Parâmetros de custo e impacto apresentados nas metodologias.....	68
4.3.1.1. Custos considerados.....	68
4.3.1.2. Benefícios considerados.....	70
4.3.1.3. Cenários e valoração dos benefícios considerados.....	71
4.3.2. Custos e benefícios aplicados aos dados das distribuidoras em análise.....	73
4.3.2.1. Redução de demanda na ponta.....	73
4.3.2.2. Redução no consumo de energia.....	74
4.3.2.3. Novas plantas de geração.....	74
4.3.2.4. Perdas não-técnicas e perdas técnicas.....	75
4.3.2.5. Redução do DEC e Energia Não Distribuída.....	75
4.3.2.6. Redução das compensações.....	76
4.3.2.7. Redução de custos operacionais: leitura de consumo.....	76
4.3.2.8. Redução da inadimplência.....	76

5. RESULTADOS	78
5.1. Resumo dos benefícios obtidos.....	78
5.1.1. Conjunto de características comuns às concessões analisadas	78
5.1.2. Distribuição dos benefícios obtidos em relação ao total	83
5.2. Tempo de <i>Payback</i>	84
5.3. Redução de DEC obtida	88
5.4. Características que podem influenciar o interesse de implantação de REI	93
6. CONCLUSÕES	96
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	101
ANEXOS.....	105
Resultados – Eletropaulo.....	105
Resultados – Light.....	107
Resultados – COELBA	109
Resultados – CELPE.....	111
Resultados – AMPLA	113
Resultados – CELG.....	115
Resultados – AES Sul.....	117
Resultados – CEB.....	119
Resultados – CELPA.....	121
Resultados dos cenários analisados	123

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Agrupamento de características presentes em projetos de REI	21
Tabela 2: Comparação: Focos de Redes Inteligentes no mundo	24
Tabela 3: Regulamentação relacionada a redes inteligentes	34
Tabela 4: Comparação maiores concessionárias de distribuição em 2012	64
Tabela 5: Custos por Unidade Consumidora – tecnologia atual	68
Tabela 6: Custos por Unidade Consumidora – implantação de Redes Elétricas Inteligentes	69
Tabela 7: Impactos esperados com a implantação de Redes Elétricas Inteligentes	70
Tabela 8: Dados utilizados para a construção dos cenários	71
Tabela 9: Resumo - características comuns das concessões analisadas	83
Tabela 10: Tempo de <i>payback</i> nos cenários adotados	87
Tabela 11: Necessidade de redução de DEC em relação à meta - 2013 e 2015	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 (a) e (b): Importância das funcionalidades de REI em projetos: (a) América do Norte e (b) Europa (VaasaETT, 2013) adaptado.	22
Figura 2: Estrutura adotada no projeto <i>InovGrid</i>	28
Figura 3: Distribuição dos projetos em REI no Brasil por quesito agrupador.....	31
Figura 4: Distribuição dos principais projetos em RI por funcionalidade.....	31
Figura 5: Dispendio ótimo em qualidade.....	49
Figura 6: Indicador Anual Light.....	53
Figura 7: Indicador Anual Eletropaulo.....	53
Figura 8: Indicador Anual Ampla.....	54
Figura 9: Indicador Anual Celpe.....	54
Figura 10: Indicador Anual Coelba.....	55
Figura 11: Indicador Anual Celg-D.....	55
Figura 12: Indicador Anual CEB.....	55
Figura 13: Indicador Anual CELPA.....	56
Figura 14: Indicador Anual AES Sul.....	56
Figura 15: DEC e FEC Brasil: Histórico Anual, mensal em 2015 e limite 2015.....	57
Figura 16: DEC e FEC Anual Brasil 2015: Mensal e por região geográfica.....	58
Figura 17: DEC e FEC Anual Brasil: Apurado, limite e n° de consumidores, entre 2010 e 2015.....	58
Figura 18: Compensações pagas Brasil entre 2010 e 2016.....	59
Figura 19 : Parcela de mercado Brasil - 20 maiores distribuidoras.....	65
Figura 20: Comparação 36 maiores distribuidoras – DEC, FEC, Mercado total e Rede de Distribuição.....	66
Figura 21: Comparação distribuidoras selecionadas – DEC, FEC, Mercado total e Rede de Distribuição.....	67
Figura 22: Concessionárias de distribuição analisadas.....	80
Figura 23: Distribuição das empresas analisadas , de acordo com Perdas não técnicas (%), Tarifa Média (R\$/MWh) e tamanho de mercado.....	82
Figura 24: Distribuição dos benefícios em cada distribuidora, por classe (%).....	84
Figura 25: Tempo de <i>payback</i> por distribuidora, em cada cenário.....	85
Figura 26: Tempo de <i>payback</i> x Tarifa Média.....	88
Figura 27: Necessidade de redução de DEC para atingimento de metas e tempo de <i>payback</i>	91
Figura 28: Características para implantação de Redes Elétricas Inteligentes.....	94
Figura 29: Resumo - características que influenciam a viabilidade de implantação de REI.....	95

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	- Alta Tensão de Distribuição: tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV
ACR	- Ambiente de Contratação Regulada
ABRADEE	- Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
BT	- Baixa Tensão de Distribuição: tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV
CCEE	- Câmara Comercializadora de Energia Elétrica
CGEE	- Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CME	- Custo Marginal de Expansão
DIT	- Demais Instalações de Transmissão
DIT	- Demais Instalações de Transmissão
DTC	- <i>Distribution Transformer Controller</i>
DIC	- Duração de Interrupção por Unidade Consumidora
DEC	- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DMIC	- Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora
END	- Energia não distribuída
FIC	- Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora
FEC	- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
HAN	- <i>Home Area Network</i>
IHD	- <i>In Home Display</i>
IEEE	- Institute of Electrical and Electronics Engineers
MT	- Média Tensão de Distribuição: tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e inferior a 69 kV
MVA	- MegaVolt-Ampére
MW	- Megawatt
MWh	- Megawatt-hora
MME	- Ministério de Minas e Energia
ONS	- Operador Nacional do Sistema
PDE	- Plano Decenal de Expansão de Energia
PRODIST	- Procedimentos de Distribuição
Km	- Quilômetro
kV	- Quilovolt
REI	- Redes Elétricas Inteligentes
REN	- Resolução Normativa
WACC	- sigla em inglês, significa “Custo Médio Ponderado de Capital”
SIN	- Sistema Interligado Nacional
TWh	- Terawatt-hora
3CRTP	- Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de distribuição

INTRODUÇÃO

1.1.Contextualização

O crescimento dos sistemas elétricos de potência exige renovações e adaptações constantes ao cenário de atendimento desejado. Questões como segurança de abastecimento, necessidade de resposta por parte da demanda, melhora dos índices de qualidade pelo rápido reconhecimento e restabelecimento do sistema diante de distúrbios e falhas, eficientização da transmissão e distribuição, redução de perdas, dentre outras, vêm se tornando tão importantes quanto a conexão do consumidor e seu atendimento (U.S Department of Energy, 2014).

Nesse contexto, as Redes Elétricas Inteligentes - REI - ou *Smart Grids*- são vistas como uma evolução dos atuais sistemas elétricos frente às mais variadas necessidades de atualização. Esse conjunto de tecnologias, então, é tido como imperativo para auxiliar a sociedade a lidar com seus desafios ambientais e energéticos (IEEE, 2013).

A inserção de inteligência na rede, por meio de monitoramento, automação, tráfego de dados e pela possibilidade de atuação do próprio consumidor, traz desafios principalmente para o negócio de distribuição, que hoje é composto basicamente pela manutenção e acesso ao “fio”, ou à rede de distribuição.

A mudança de paradigma que as REI podem causar tem levado a discussões sobre o papel da distribuidora no sistema elétrico, bem como a questionamentos sobre o tratamento dos custos suportados por esse segmento: como modernizar a rede sem comprometer os tão necessários investimentos em expansão e sem impactar demasiadamente a tarifa do consumidor final?

Diante de tantas incertezas, é crucial que sejam considerados além das configurações técnicas de equipamentos, os cenários possíveis para a implantação em larga escala,

uma vez que a disponibilidade de recursos para investimento também configura um desafio para o setor elétrico.

É oportuno, portanto, aprimorar as análises acerca da viabilidade de implantação a partir das diversas óticas envolvidas: do consumidor final, da empresa que presta os serviços de distribuição e também da ótica do regulador, promovendo a implantação de forma ampla e alterando o papel do consumidor nos sistemas elétricos atuais.

Assim, diante da expansão mundial de projetos em REI, o trabalho utiliza-se de desenvolvimentos anteriores que quantifiquem custos e benefícios decorrentes de tal tecnologia para identificar características comuns a famílias de concessões de distribuição que sejam mais atrativas para a implantação em larga escala de REI, além de realizar uma abordagem qualitativa, por amostragem de forma a facilitar uma primeira decisão sobre a viabilidade de investimento.

1.2.Motivações do trabalho

O Setor Elétrico Brasileiro- SEB apresenta características marcantes quando comparado ao contexto mundial. Mesmo sendo um país de dimensões continentais, o Brasil possui um sistema eletricamente interligado para a geração, a transmissão e a distribuição, no qual estão contidas 99% das unidades consumidoras existentes, o chamado Sistema Interligado Nacional – SIN.

Ainda que as políticas sociais de universalização do acesso ao fornecimento de energia elétrica sejam recentes, a evolução da regulamentação relacionada ao setor elétrico sempre apresentou a tendência de acompanhar as mudanças advindas de novos paradigmas que surgem na indústria de energia.

É preciso, no entanto, observar que mais do que prestar o serviço a todos, é preciso prestá-lo de forma eficiente, aliando a qualidade do serviço e do produto à modicidade tarifária.

Na busca por dar mais eficiência aos sistemas elétricos existentes, além de inserir funcionalidades como autorrestabelecimento diante de falhas, redução de perdas e atuação da demanda na operação do sistema, está em pleno desenvolvimento a tecnologia hoje chamada de Rede Elétrica Inteligente.

Assim, de forma a se extrair a maior efetividade em sua utilização, e devido à grande heterogeneidade entre as diversas regiões e concessões de distribuição brasileiras, este trabalho buscará responder à seguinte questão:

Sob quais aspectos das concessões de distribuição brasileiras as funcionalidades de Redes Inteligentes podem proporcionar resultados mais efetivos, especialmente quanto à viabilidade de implantação?

1.3. Objetivos do trabalho

Analisar a implantação de Redes Inteligentes no contexto regulatório, técnico e econômico das concessões brasileiras, caracterizando os desafios de sua aplicação e possíveis cenários de aprimoramento.

1.4. Estruturação do trabalho

Este trabalho possui 7 capítulos, produzidos de forma a dar uma visão geral do objetivo citado acima.

O presente capítulo apresenta as motivações para o trabalho, bem como os objetivos que orientaram sua elaboração.

O Capítulo 2 traz a revisão bibliográfica dedicada às REI desde a conceituação encontrada na bibliografia até o contexto de implantação de projetos e dificuldades enfrentadas em experiências internacionais e nacionais.

O Capítulo 3 traz a revisão bibliográfica referente a requisitos de qualidade de fornecimento de energia elétrica, bem como aos indicadores de continuidade, que serão foco da análise.

No Capítulo 4 é descrito método de análise adotado neste trabalho, passando pela apresentação da metodologia de cálculo escolhida para verificação de viabilidade da implantação de REI, baseada na análise de custos e benefícios, e pelos critérios para escolha das concessionárias de distribuição cujos dados seriam utilizados. São apresentados também os critérios e premissas utilizados nos cálculos.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados da aplicação, em tabelas e gráficos, contendo os resultados obtidos de cada distribuidora para o tempo de retorno do investimento, benefícios para os indicadores de continuidade, e considerações sobre quais fatores são determinantes para a viabilização da implantação.

No Capítulo 6 são feitas conclusões e considerações finais. Em seguida têm-se as Referências Bibliográficas e os Anexos.

2. REDES INTELIGENTES

O momento atual das tecnologias relacionadas à implantação das REI ainda indica, em muitos casos, a necessidade de desenvolvimento de políticas e regulamentações que definam seu escopo, sua aplicabilidade e seu tratamento regulatório de forma clara e específica. É interessante observar que o escopo de projetos relacionados a REI apresenta variações expressivas a depender do país em que será implantado. Assim, conforme apontado pelo relatório “*Smart Grid 2013: Global Impact Report*” (VaasaETT, 2013) enquanto os projetos líderes analisados nos Estados Unidos possuem foco na confiabilidade do sistema e na redução de desligamentos, os projetos de REI encontrados na União Europeia apresentam ênfase na inserção de fontes renováveis e no intercâmbio de energia entre os países membros.

Dentre os estudos publicados para o setor elétrico brasileiro, encontra-se relatório do Grupo de Trabalho Interministerial de Redes Elétricas Inteligentes, criado por meio da Portaria MME nº 440, de 15 de abril de 2010, além de iniciativas como o relatório Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional, publicado pelo Centro de Gestão e Estudos Estratégicos – CGEE em 2012. Tais publicações, no entanto, não representam diretrizes para a efetiva implantação da tecnologia no Brasil, mas apenas mapeamento de possibilidades.

2.1.O que são *Smart Grids*, ou Redes Elétricas Inteligentes

Os sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica foram desenvolvidos no final do século XIX, por volta dos anos 1890. Inicialmente baseados em sistemas pequenos e de curto alcance, eles cumpriam a tarefa de transmitir a energia gerada pelas usinas e distribuir a eletricidade ao consumidor final, sendo dessa forma controlados pela necessidade de energia para atendimento à carga (Edison Tech Center, 2014).

Ainda que a tecnologia tenha evoluído em inúmeros aspectos desde o advento da eletricidade, é possível perceber que a base dos sistemas elétricos permanece a mesma nos dias de hoje, diferindo em grande parte no que se refere à escala dos sistemas atuais: extensas linhas de transmissão que transportam blocos de energia de grandes plantas de

geração, localizadas junto às diversas fontes (hidráulica, combustíveis fósseis, eólica, dentre outras), para os centros de carga.

Percebe-se que, como qualquer sistema, o crescimento dos sistemas elétricos de potência exige renovações e adaptações constantes ao cenário de atendimento desejado. Questões como segurança de abastecimento, vulnerabilidade a desastres, necessidade de resposta por parte da demanda, rápido reconhecimento e restabelecimento do sistema diante de distúrbios e falhas, eficientização da transmissão e distribuição, redução de perdas, dentre outros, vêm se tornando tão importantes quanto a conexão do consumidor e seu atendimento (U.S Department of Energy, 2014).

Exemplificando a série de dificuldades enfrentadas no atual gerenciamento da rede e qualidade de serviço, presente nos mais diversos sistemas elétricos ao redor do mundo, cita-se (KHOSROW & RANJIT, 2010):

- Congestionamento da rede;
- Transporte de blocos de energia mais numerosos e por maiores distâncias;
- Sistemas elétricos operando “no limite” devido a :
 - investimentos limitados em infraestrutura;
 - aumento de consumo e de picos de demanda;
 - infraestrutura envelhecida;
 - maximização da utilização de ativos por meio da utilização de ferramentas de monitoramento, análise e controle; e
 - inserção de fontes de geração distribuídas entre a transmissão e distribuição.

Nesse contexto, a implantação de REI é vista como uma adaptação dos atuais sistemas elétricos às necessidades citadas. Para o *Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE*, em seu documento *Grid Vision for Smart Grid Controls 2030 and Beyond* (IEEE, 2013), essa tecnologia “é vista como imperativa para auxiliar o planeta a lidar com seus desafios ambientais e energéticos”.

Há indicações de que o atual momento é favorável para a inserção de REI aos sistemas devido às crescentes iniciativas nas áreas de regulação e de políticas, na tentativa de desenvolver as tecnologias existentes, podendo tais iniciativas ser categorizadas conforme seus objetivos principais: confiabilidade, inserção de fontes renováveis, resposta do lado da demanda, armazenamento de energia e transporte de energia (GUNGOR, et al., 2011).

Assim, nos últimos anos, muitos países vêm fomentando projetos nos campos de pesquisa e desenvolvimento, de forma a definir as aplicações e tecnologias de REI que atendem às suas demandas específicas. Podem ser citadas organizações dos Estados Unidos (EUA), Canadá, China, Coreia do Sul, Austrália e União Europeia (KHOSROW & RANJIT, 2010).

A definição de um projeto em Redes Elétricas Inteligentes passa, portanto, pelas necessidades que a tecnologia deve suprir em seu desenvolvimento, e isso depende de eventuais políticas definidas para sua aplicação. Por política, estão pendentes as principais definições, por parte do Poder Público, acerca de alguns aspectos como (ABRADEE, 2013):

- Fonte de financiamento de terceiros;
- Remuneração dos investimentos;
- Incentivos para a implantação, tais como subsídios fiscais, reconhecimento em base de ativos, etc.

Em estudo que analisou diversos projetos de REI pelo mundo (VaasaETT, 2013), as REI são definidas como “a modernização das redes elétricas por meio da aplicação de produtos, serviços e tecnologias inovadores e inteligentes, proporcionando maior monitoramento, automação, controle, coordenação e inclusão de transmissão, distribuição, geração (incluindo geração distribuída) e resposta de demanda, com o objetivo de alcançar custos eficientes, sustentabilidade, segurança energética, bem como de beneficiar e atender aos consumidores e à sociedade”.

Tendo por base tal definição, projetos no âmbito de REI deveriam conter em seu escopo soluções nas seguintes áreas:

- Controle, automação e proteção;
- Gerenciamento da resposta à demanda e eficiência energética;
- Infraestrutura de suporte;
- Sensoriamento e monitoramento.

Assim, dentre os diversos componentes da tecnologia, o estudo destaca aqueles que apresentam maior importância nos projetos analisados, sendo: automação e controle, sensoriamento, monitoramento, eficiência energética, resposta à demanda e medidores inteligentes.

É importante destacar também que o conceito da aplicação de REI, conforme o estudo citado, supera o conceito de medição inteligente, sendo esse apenas um de seus componentes. Tal informação é relevante na análise da tecnologia uma vez que o impacto da implantação de redes inteligentes vai muito além da possibilidade de medição e coleta de dados instantâneos, estando os projetos atualmente focados em sensoriamento da rede, monitoramento, além de tecnologias de automação e controle.

2.2.O contexto mundial para Redes Elétricas Inteligentes

2.2.1. O estágio de desenvolvimento em mercados internacionais

O desenvolvimento do conjunto de funcionalidades possíveis em Redes Elétricas Inteligentes e sua integração têm por principal objetivo fazer melhor uso dos sistemas elétricos existentes, possibilitando o auto-reestabelecimento diante de falhas, a redução de perdas e a atuação da demanda na operação do sistema, características essas que estão presentes nos principais projetos em REI implantados ou em planejamento.

Ainda que sejam funcionalidades primordiais para a implantação de projetos, não representam limitação de escopo, uma vez que as REI compreendem uma variedade de aplicações.

Assim, cada projeto implanta e dá ênfase às funcionalidades da tecnologia tendo em vista os aspectos de maior importância na política que o suporta. Pode-se realizar comparação entre a participação de cada funcionalidade de REI nos principais projetos

implantados na América do Norte e na Europa, tomando por referência os seguintes quesitos agrupadores:

- Modernização da rede;
- Garantia de suprimento;
- Resposta da demanda; e
- Outros

Dos projetos analisados, de acordo com as características listadas na Tabela 1, é possível entender qual objetivo a implantação de REI pretende alcançar. São mostrados potenciais diversos, como a inserção de veículos elétricos, até a automação e inserção de sistemas de armazenamento.

Tabela 1: Agrupamento de características presentes em projetos de REI

Características do projeto	Classificação
Geração distribuída, microgeração e microrredes	Garantia de suprimento
Sistemas de armazenamento distribuídos e baterias	Garantia de suprimento
Sistemas de medição inteligente de energia elétrica, incluindo novos modelos e testes de novas funcionalidades de medidores eletrônicos de energia elétrica	Modernização da rede
Automação da distribuição, incluindo sistemas de supervisão das redes de distribuição de energia elétrica	Modernização da rede
Telecomunicações para Rede Elétrica Inteligente	Modernização da rede
Tecnologias da Informação para Rede Elétrica Inteligente, incluindo sistemas de BackOffice	Modernização da rede
Veículos elétricos e híbridos plugáveis, além de sistemas de carregamento e supervisão associados	Outros
Troca de equipamentos, construção de subestações	Outros
Prédios e residências inteligentes e interação do consumidor com a Rede Elétrica Inteligente	Resposta da demanda

Características do projeto	Classificação
Novos serviços para o consumidor final sobre uma Rede Elétrica Inteligente, como medição de serviços de água e gás, serviços de segurança, serviços de comunicação e serviços de eficiência energética	Resposta da demanda

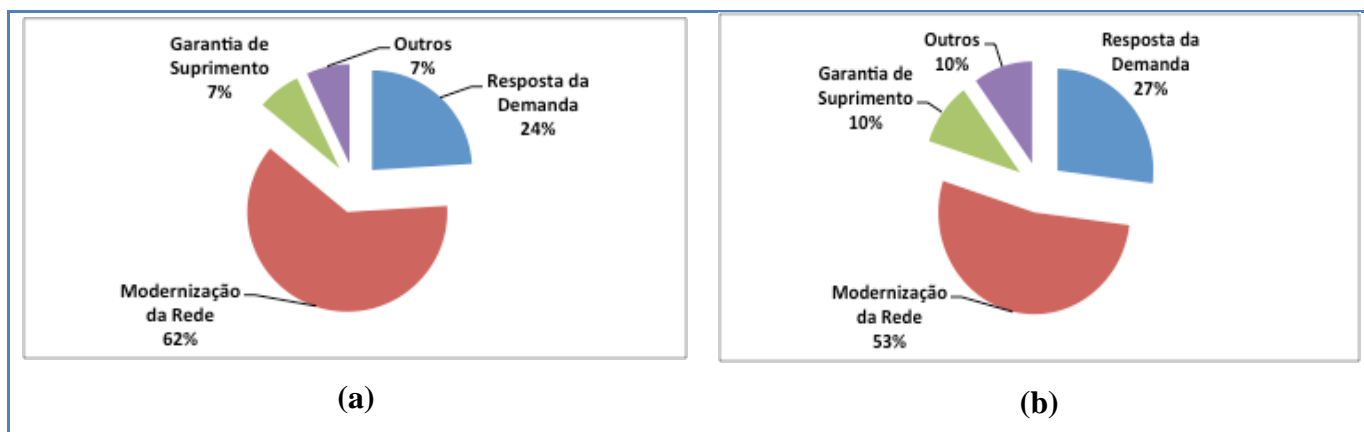


Figura 1 (a) e (b): Importância das funcionalidades de REI em projetos: (a) América do Norte e (b) Europa (VaasaETT, 2013) adaptado.

As motivações para a implantação de Redes Elétricas Inteligentes na América do Norte estão fortemente relacionadas com a segurança do sistema, de forma a reduzir vulnerabilidades por meio da modernização da rede e da garantia de suprimento. Já nas experiências europeias, é grande a busca pela introdução de geração distribuída e pelo alcance de uma matriz elétrica renovável (Simões, et al., 2012).

Os projetos de tais regiões analisados refletem as preocupações citadas, conforme ilustra a Figura 1, pois ainda que a modernização da rede elétrica seja de maior importância em ambos, as apresentações dos projetos europeus dão mais ênfase à resposta pelo lado da demanda do que os projetos norte-americanos.

Dentre as possibilidades que atraem menos atenção nos projetos desenvolvidos ao redor do mundo, encontram-se:

- redução de perdas não-técnicas, apesar de constituir foco de projetos implantados em países emergentes; e

- inserção de veículos elétricos, ainda visto com pouco potencial de penetração nos sistemas.

Com relação aos aspectos que se destacam, cita-se a inovação como resultado das diferentes soluções dadas aos desafios enfrentados. Assim, sistemas físicos e de análise de dados estão sendo integrados, permitindo maior conhecimento do estado da rede, ampliando a autonomia desta diante de falhas e permitindo inclusive aprimoramentos na área de segurança (AMIN & GIACOMONI, 2013).

O grande foco comum dos projetos em Redes Elétricas Inteligentes é apontado como sendo a redução dos impactos das interrupções do sistema, ainda que tal objetivo seja um passo seguinte ao aumento da qualidade da energia fornecida, o que ocorre em mercados em desenvolvimento (VaasaETT, 2013). Observa-se, ainda, que é mais difícil obter ganhos de confiabilidade em sistemas que já apresentam bons índices de desempenho, o que torna essencial o acompanhamento realista de objetivos e custos.

Quando se fala dos impactos ambientais da tecnologia, percebe-se que é dada importância à integração de fontes renováveis, além de redução de emissões devido à efficientização do uso da rede e do consumo. Tal fator é considerado dependente da atuação do consumidor nas redes com inteligência, do lado da demanda, afirmando-se ainda que esta atuação pode ser prejudicada pela falta de mecanismos de mercado, regulatórios ou de suporte financeiro que incentivem o consumidor.

Quanto aos custos, é apontado um valor médio de US\$ 390 por consumidor atendido (VaasaETT, 2013), variando de acordo com o escopo do projeto. Importa ressaltar que projetos visando objetivos puramente econômicos tendem a ter menos resultados positivos do que aqueles com objetivos mais abrangentes.

Tabela 2: Comparação: Focos de Redes Inteligentes no mundo

	América do Norte	Europa	Ásia	Economias em desenvolvimento
Inovação	Fortemente incentivada e desenvolvida. Lidera em integração de sistemas.	Resultados em sensoriamento, monitoramento e controle.	Resultados em mobilidade.	Inovação é consequência.
Consumidor	Projetos apresentam retorno financeiro ao consumidor.	Projetos são orientados por objetivos ambientais	Projetos são orientados à infraestrutura	-
Confiabilidade	Resultados destacam-se na redução de tempos de interrupção.	Já possui bons índices de confiabilidade. Não representa foco.	Índices iniciais de confiabilidade baixos. Fortes e sólidos investimentos em capacidade da rede.	Foco em qualidade da energia elétrica, perdas na transmissão e interrupções do sistema.
Ambiental	Destaques em integração de fontes renováveis e modulação da demanda.	Destaques em integração de fontes renováveis e modulação da demanda.	Poucos avanços em redução de emissões.	-
Econômico	Não há tendência de custos, havendo projetos com elevada eficiência de custos, e outros sem bons resultados financeiros.	Projetos encarados como investimentos ou "projetos pilotos". Não visam benefícios econômicos.	Objetivam grandes benefícios à indústria	-

2.2.1.1. América do Norte

Dentre as iniciativas, citam-se as diretrizes do Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE), que seguem a chamada “Política de Modernização da Rede Elétrica” estabelecida pelo Governo dos Estados Unidos (U.S. Government, 2007). Segundo o documento, as ações têm o objetivo de manter uma infraestrutura confiável e segura, que possa atender ao crescimento da demanda e aos seguintes pontos:

1. Crescente uso de informações e controles digitais para aprimorar a confiabilidade, segurança e eficiência da rede elétrica;
2. Otimização dinâmica da rede e dos recursos;
3. Integração de fontes e geração distribuídas, incluindo fontes renováveis;
4. Desenvolvimento e incorporação da resposta do lado da demanda e recursos de eficiência energética;
5. Entrega de tecnologias “inteligentes”, que otimizem a operação física, para medição, comunicações acerca da operação ou *status* da rede, e automação da distribuição;
6. Integração de aparelhos inteligentes e dispositivos de consumo;
7. Implantação e integração de tecnologias de armazenamento de energia e de regularização da demanda;
8. Fornecimento de informações e opções de controle ao consumidor;
9. Desenvolvimento de padrões para comunicação e interoperabilidade de aparelhos e equipamentos conectados à rede;
10. Identificação e redução de barreiras para a adoção de tecnologias, práticas e serviços de REI.

2.2.1.2. Europa

Conforme citado anteriormente, o desenvolvimento de REI na Europa encontra barreiras devido à diversidade de necessidades e objetivos encontrados nos diferentes mercados de energia. Na tentativa de superar as barreiras e gerar uma visão unificada da aplicação da tecnologia no continente europeu, a Comissão de Energia da União Europeia criou, em 2009, uma força-tarefa para a implementação projetos em REI. (Smart Grids Task Force (SGTF), 2012)

Para a situação específica, o desenvolvimento da tecnologia de redes de transmissão e distribuição ativos, utilizando-se das funcionalidades de redes inteligentes, torna-se essencial na criação de um mercado interno comum aos países membros, tirando proveito especialmente dos benefícios da geração renovável e sua baixa emissão de carbono.

As dificuldades enfrentadas, no entanto, fizeram com que a implementação de tais tecnologias fosse mais lenta que o esperado ao longo dos anos, especialmente devido às incertezas envolvendo a aceitação por parte do consumidor, além da necessidade de desenvolver estimativas e modelos de investimento. Tais aspectos fazem com que os desenvolvimentos em Redes Elétricas Inteligentes sejam encontrados em diferentes estágios e com diferentes objetivos e padrões em diversos Estados Membros, tornando necessária a coordenação para a formulação de políticas e cenários regulatórios iniciais comuns ao bloco.

Assim, a atual fase de conciliação entre as diversas funcionalidades proporcionadas pela tecnologia e os objetivos específicos almejados pelo mercado de energia europeu favorece a identificação de projetos implantados que possam ter características chave para a transição rumo às redes inteligentes, reunidos em relatórios e estudos nos mais diversos órgãos de fomento e ensino (GIORDANO V. , et al., 2013), (COVRIG, ARDELEAN, VASILJEVSKA, MENGOLINI, FULLI, & AMOIRALIS, 2014), além de análises sobre o arcabouço regulatório e oportunidades de atuação (FERREIRA, FULLI, KLING, LABATTE, FAAS, & LOPES, 2010).

2.2.1.3. *Brasil*

Diferentemente dos demais cenários encontrados, as iniciativas envolvendo a implementação de projetos em REI têm, em sua maioria, origem empresarial e não possuem suporte regulatório, sendo considerados projetos de pesquisa e desenvolvimento.

A primeira ação no sentido de desenvolver uma visão comum da tecnologia para a realidade brasileira veio com a publicação da Portaria MME n° 440, de 15 de abril de 2010, que criou um grupo de trabalho responsável por “*analisar e identificar ações*

necessárias para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para a implantação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente – “Smart Grid” (...)” (Governo Federal - Ministério de Minas e Energia, 2010).

Como resultado, o referido grupo de trabalho apresentou relatório (Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes - MME, 2010) que reúne e discorre acerca de aspectos relacionados ao desenvolvimento e implantação de redes inteligentes. Composto por representantes de diversos segmentos relacionados ao setor elétrico, de telecomunicações e financeiro, seu sumário executivo destaca, dentre outras, as seguintes discussões:

- Alteração na dinâmica de prestação de serviço entre concessionária e consumidor;
- Possibilidade de economia de energia;
- Necessidade de protocolo aberto, público e padronizado para a operação de uma rede inteligente;
- Mecanismos de mercado para estimular a participação de agentes de pequeno porte, citados como geradores e consumidores.

Do ponto de vista regulatório, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL aponta para a regulamentação de requisitos indiretamente relacionados às chamadas redes inteligentes (ANEEL, 2013).

2.2.2. Equipamentos utilizados e custo-benefício nos projetos implantados

A implantação de Redes Elétricas Inteligentes na Europa e nos Estados Unidos da América está bem avançada, já possuindo análises amplas em relação aos projetos em andamento, incluindo mensuração do custo benefício com base nos equipamentos utilizados.

Na Europa, foram implantados, até 2012, 281 projetos de REI em 30 países, totalizando mais de €1,8 bilhões de investimentos, com forte ênfase em integração de fontes renováveis, veículos elétricos, geração distribuída e equipamentos para rápida resposta a variações de demanda (GIORDANO V. , et al., 2013).

Em algumas cidades europeias, foi realizado o projeto *InovGrid*, que visa dotar a rede elétrica de informação e de equipamentos inteligentes capazes de promover uma participação ativa dos consumidores. Além disso, integrar a geração distribuída e os veículos elétricos. O projeto, em cada cidade que é implementado, utiliza uma estrutura padrão que tem como elemento central a EDP Box, uma central inteligente de controle do consumo e geração distribuída do consumidor local.

A estrutura utilizada pelo projeto *InovGrid* é mostrada na figura abaixo:

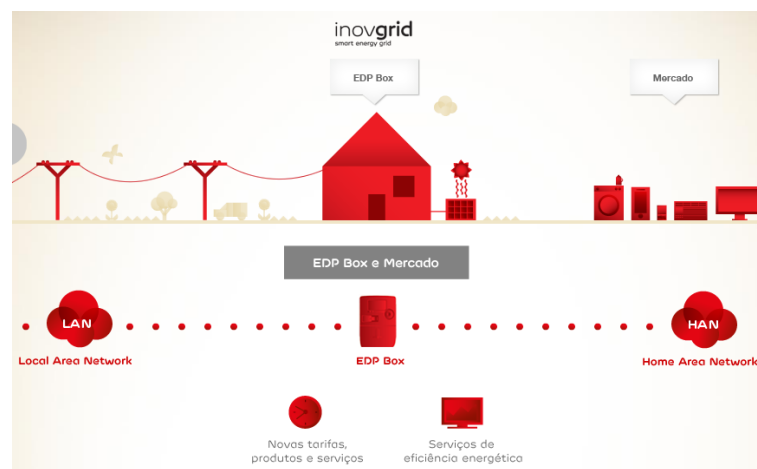


Figura 2: Estrutura adotada no projeto *InovGrid*

Fonte: <http://www.inovgrid.pt/pt/content/6-como-funciona>

Os equipamentos utilizados são:

- *EDP Box*, que é instalada dentro do estabelecimento ou residência do consumidor e contém módulos de medição inteligente, controle e comunicação;
- *HAN Module*, que permite a leitura dos registros da EDP Box;
- *Distribution Transformer Controller*, que monitora a rede de distribuição e o consumo/geração de cada consumidor;
- *DTC Cell module*, permite desligar ou ligar remotamente os circuitos de distribuição existente na subestação;
- *DTC Power quality module*, permite monitorar a qualidade da energia provida.

Além disso, existem sistemas de informação utilizados para a operacionalização do sistema, que tem funções tanto na gestão do sistema residencial, controlando o consumo interno, como a comunicação com os órgãos de mercado de energia.

Já nos Estados Unidos da América, o foco é mais centrado na segurança operacional do sistema e utilização de fontes de geração distribuída na garantia dessa segurança. Quando se fala nos equipamentos a serem implantados no consumidor, esses se assemelham a estrutura dos europeus, como, por exemplo, no projeto implantado na cidade Auburn, no estado de Indiana, com o objetivo de melhorar a confiabilidade do sistema e reduzir o tempo de recomposição após uma interrupção de energia, bem como de reduzir a ocorrência de picos de utilização de energia (Cidade de Auburn, 2015):

- Medidores inteligentes;
- Sistemas de comunicação por fibra ótica;
- Sistema de coleta e registro de dados;
- Equipamentos de controle de transformação da distribuição.

O projeto teve um custo de mais de US\$ 4 milhões com aproximadamente 50% de investimento estatal, para a instalação de quase 7.500 medidores inteligentes. Por fim, houve redução no custo do homem hora para medição local do consumo em 210 homem hora por mês, menor tempo de manutenções, redução de US\$ 25.620 por mês de custos com baixa qualidade. Além disso, alcançou redução do número de roubos de energia na rede da cidade.

Outro exemplo americano de sucesso na implantação de REI, é o projeto da *CenterPoint Energy Houston Electric, LLC* no estado do Texas (Center Point Energy Houston Electric, LLC, 2014). O projeto implantou medidores inteligentes em mais de 2 milhões de unidades consumidoras e melhorias nas subestações de distribuição, a fim de reduzir custos com mão de obra de manutenção e medição, além de localizar com maior agilidade as faltas de energia.

O custo do projeto foi de quase US\$650 milhões, com US\$ 200 milhões de investimento estatal. Esse custo foi revertido em benefícios como:

- Melhoria da confiabilidade do sistema de distribuição: Evitaram aproximadamente 15,5 milhões de minutos de interrupção do cliente desde 2011 até 2014. O processo de restauração da rede após falhas mostrou melhorias de 9% (2.011), 22% (2.012), 25% (2013), e 35% (2014).
- Redução dos custos de operação e manutenção: Em 2013, os custos operacionais e de manutenção geral, diminuíram em aproximadamente US\$ 55 milhões.
- Uso de combustível da frota reduzida e taxas de serviço reduzidas: 950.000 galões de combustível (a partir de 31 de agosto de 2014). Com redução de US\$ 24 milhões por ano em taxas de ordem de serviço.
- Redução de custos de detecção de roubo: Redução dos custos associados com o desvio ou roubo de cerca de US\$ 2 milhões (2013).

2.3. Contexto para Redes Elétricas Inteligentes no Brasil

2.3.1. O estágio de desenvolvimento dos sistemas de Redes Elétricas Inteligentes implantados

No Brasil, segundo estudo publicado pelo CGEE em 2013 (CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2013), que se baseou em dados publicados pela ANEEL acerca dos projetos no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) conduzido pela agência, há 178 projetos cadastrados no país envolvendo funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, com uma previsão de aplicação de recursos no montante aproximado de R\$8 milhões. Destes, 79 são conduzidos por universidades e centros de pesquisa; 7 são conduzidos por concessionárias de distribuição, em parceria com variadas instituições.

Analisando tais projetos e agrupando-os conforme os quesitos apresentados no subitem 2.1., é possível obter a distribuição dos projetos em Redes Elétricas Inteligentes conduzidos no Brasil por funcionalidade, conforme Figura 3.

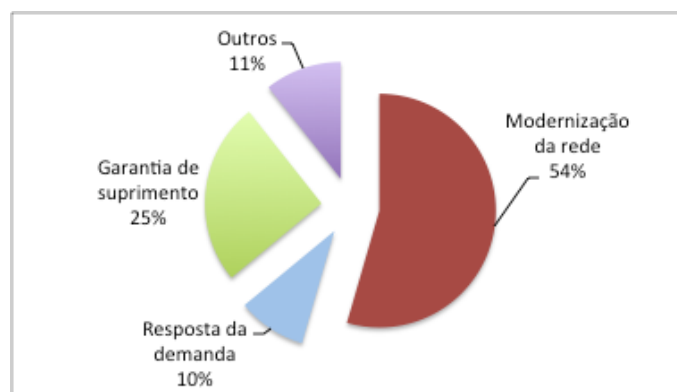


Figura 3: Distribuição dos projetos em REI no Brasil por quesito agrupador

A ênfase, portanto, encontra-se na modernização da rede elétrica, consoante com o cenário internacional. Já as diferenças encontram-se na ênfase dos projetos brasileiros na garantia de suprimento, configurando o segundo maior objetivo, e na resposta do lado da demanda, objetivo pouco abordado nos projetos em questão.

Com relação aos projetos mais significativos, verificou-se que há grande variação das funcionalidades contempladas, alguns inclusive limitando-se à medição inteligente e às telecomunicações necessárias à sua implantação.

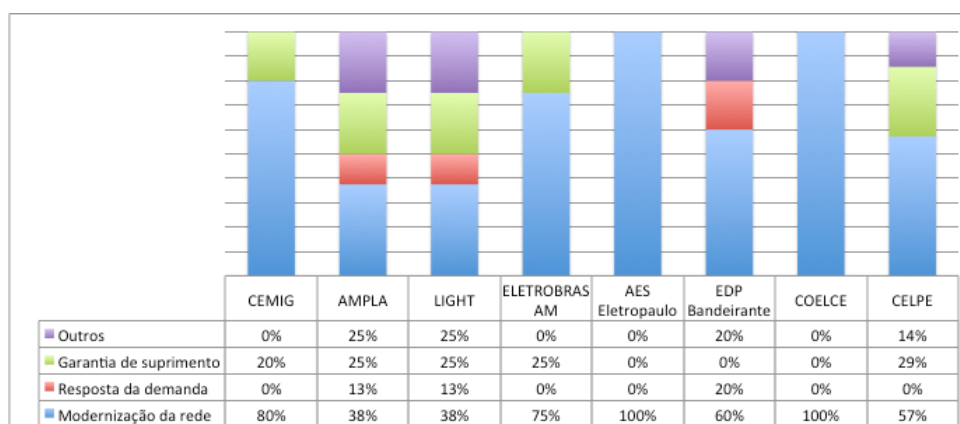


Figura 4: Distribuição dos principais projetos em RI por funcionalidade

2.3.2. Dificuldades observadas

Foram analisadas várias iniciativas implantadas com o intuito de traçar objetivos e panoramas para as Redes Elétricas Inteligentes no Brasil (CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2013). Tal característica não é exclusiva do País, uma vez que em outros mercados percebe-se número crescente de estudos nas áreas de regulação e de políticas para o desenvolvimento das tecnologias existentes.

Dentre as barreiras regulatórias comumente apontadas para a implantação de Redes Elétricas Inteligentes estão a falta de mecanismos de determinação de tarifas, a obsolescência tecnológica mais acelerada do que a obsolescência física, a definição da propriedade do medidor e a entrada de novos agentes (CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2013). Em especial no caso brasileiro, tais indefinições são mais relevantes pelo papel monopolista do agente de distribuição no mercado de energia, que é o responsável por construir e manter a infraestrutura de rede para atendimento ao consumidor, pela compra e venda de energia, além da medição e faturamento da energia consumida.

Há ainda a questão dos eventuais investimentos e benefícios econômicos advindos da implantação de Redes Elétricas Inteligentes e sua consideração na remuneração do agente de distribuição. Sem regulamentação determinativa, tais investimentos e receitas não possuem garantias de serem considerados na base de remuneração regulatória da distribuidora, hoje definida pelo órgão regulador tendo por base o conceito de investimento prudente, ou seja, o investimento em reforços e melhorias realizado de forma eficiente tendo em vista a manutenção da qualidade de prestação do serviço. Essa incerteza explica o fato de que grande parte das iniciativas em Redes Elétricas Inteligentes é fomentada por recursos de programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D) (ANEEL, 2014).

Quanto à consideração de eventuais receitas resultantes das Redes Elétricas Inteligentes no resultado da distribuidora, a preocupação recai sobre a exigência de repasse de receitas consideradas complementares para garantir a modicidade tarifária. Dessa forma, serviços acessórios que poderiam ser fonte de aumento de receitas e incentivo à

implantação da tecnologia seriam capturados pelo regulador, eliminando o incentivo que representam (CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2013)

Tais dificuldades, no entanto, podem ser superadas por meio de política pública e regulamentação específicas para as Redes Elétricas Inteligentes, levando-se em consideração as especificidades das concessões brasileiras e os objetivos definidos para a tecnologia. Assim, serão analisadas a seguir as iniciativas do País nesse sentido.

2.3.3. Iniciativas no campo regulatório

Como já mencionado, a primeira ação brasileira veio com a publicação da Portaria MME n° 440, de 15 de abril de 2010, que criou um grupo de trabalho responsável por *“analisar e identificar ações necessárias para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para a implantação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente – “Smart Grid” (...)”* (Governo Federal - Ministério de Minas e Energia, 2010).

O Relatório apresentado pelo grupo de trabalho (Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes - MME, 2010) ressalta também a necessidade de definição de políticas com o objetivo de adequar os ambientes econômico e regulatório ao avanço das Redes Elétricas Inteligentes. Cita que a expansão da geração distribuída é uma expectativa de longo prazo dentro do Setor Elétrico, e sua inserção em grande escala não configura objetivo de curto prazo para o país.

Desde a publicação do referido relatório, as discussões entre os agentes do setor têm como foco a definição dos requisitos de medição inteligente, por meio da substituição dos medidores analógicos atualmente em uso por medidores eletrônicos, especialmente diante da possibilidade de redução de perdas, tanto as decorrentes do sistema quanto aquelas decorrentes de energia consumida e não faturada, essa última comumente denominada perda não-técnica, e da inserção de geração distribuída.

Sobre as perdas, cumpre ressaltar que, segundo dados da agência reguladora essas representam cerca de 15% da energia injetada anualmente no sistema elétrico brasileiro, sendo aproximadamente 50% desse valor correspondente a valores de energia não faturada. Essa proporção apresenta-se estável desde 2001, porém, considerando-se o

custo médio da energia para as distribuidoras no ano de 2014, pode representar um montante de R\$ 10 bilhões.

Diante de tais motivações, explica-se o foco da regulamentação no lado do consumo, o qual possui papel extremamente limitado no mercado de energia brasileiro. De fato, os estudos realizados (Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes - MME, 2010) afirmam que o principal impacto das Redes Elétricas Inteligentes nos níveis mais altos do sistema (transmissão e distribuição) será indireto, devido à modulação da curva de carga decorrente da resposta do consumidor. Afirma ainda que o segmento de transmissão brasileiro encontra-se em estágio avançado no que se refere à adoção de tecnologias digitais e de automação. Ainda não há, no entanto, iniciativas no sentido de mensurar o real impacto da implantação de Redes Elétricas Inteligentes na operação do sistema em sua totalidade, desde a geração ao consumo.

Do ponto de vista regulatório, a ANEEL trabalha na regulamentação de requisitos indiretamente relacionados a Redes Elétricas Inteligentes (ANEEL, 2013), com o objetivo de aumentar o papel do agente de consumo no sistema, em especial para o consumidor de baixa tensão (tensão de fornecimento menor ou igual a 1 kV). Nesse campo, até o momento foram publicadas as regulamentações mostradas na Tabela 3.

Tabela 3: Regulamentação relacionada a redes inteligentes

Regulamentação	Data	Tema
Resolução Normativa ANEEL n° 502	07/08/2012	Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B.
Resolução Normativa ANEEL n° 482	17/04/2012	Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Foi recentemente

		aprimorada pela Resolução Normativa n° 687, de 2015.
Resolução Normativa ANEEL n° 547	16/04/2013	Estabelecer os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias.

A REN ANEEL n° 502/2012 estabelecia prazo de 18 meses após sua publicação para que as empresas concessionárias e permissionárias de distribuição adotassem o sistema de medição indicado para as unidades consumidoras de baixa tensão, à exceção dos consumidores residenciais classificados como baixa renda. O sistema ali regulamentado permitiria a disponibilização de diversos dados sobre o consumo, como valores de tensão, corrente e interrupções no fornecimento. Adicionalmente, está prevista a opção de medidor incluindo a aplicação de postos horários, desde que o consumidor opte pela tarifa diferenciada e se responsabilize pela diferença de custos entre os sistemas de medição.

Já a REN ANEEL n° 547/2013, que estabelece o sistema de bandeira tarifárias, a chamada tarifa branca, vem sendo aplicada desde janeiro de 2015. Na prática, a solução de bandeiras tarifárias tem efeito na mitigação do descasamento financeiro da distribuidora, ao indicar mensalmente a parcela de custos da geração térmica no sistema. Para fins de resposta pelo lado da demanda, ainda não foi verificado resultado significativo, visto que não foram dadas ferramentas ao consumidor para a modulação de sua carga em base mensal.

Por fim, a REN ANEEL n° 482/2012 está em vigência e sendo aplicada, regulamentando a implantação de centrais geradoras com capacidade instalada de até 1 MW em unidades consumidoras e configura, portanto, a primeira ação relacionada à geração distribuída. Segundo a agência (ANEEL, 2015), no âmbito da resolução citada e até o mês de maio de 2014 foram inseridas 120 centrais geradoras em unidades consumidoras, somando 2,2 MW de capacidade instalada. Desses, 1,9 MW são provenientes de fonte solar. Trata-se de um resultado pouco expressivo quando comparado ao de países como a Alemanha, que em 2014 possui uma capacidade instalada a partir de fonte solar de aproximadamente 37 GW (BURGER, 2014).

O resultado da pesquisa aqui desenvolvida indica que o Brasil ainda não obteve avanços significativos no âmbito das políticas públicas para viabilização das Redes Elétricas Inteligentes no país. Ainda que existam regulamentações acerca da introdução de mini e microgeração distribuída e da padronização de medidores eletrônicos, não há definição quanto às fontes de financiamento para a implantação dos recursos citados. Além disso, os resultados de pesquisas existentes evidenciam foco nos sistemas de distribuição, priorizando a implantação de medição inteligente, a redução de custos de manutenção e operação dos concessionários de distribuição e a transmissão e a introdução de geração distribuída como forma de postergar investimentos na geração e no transporte de energia elétrica.

Do ponto de vista do empreendedor, a indefinição de objetivos contribui para a percepção de um ambiente de investimentos não receptivo à inovação, uma vez que não há previsão de cobertura de investimentos em Redes Elétricas Inteligentes via tarifa, que já suporta diversos custos, e que ainda não se definiu o papel do consumidor no processo. Assim, tendo por base o exposto, é essencial que se relacione resultados dos esforços para a viabilização das Redes Elétricas Inteligentes no Brasil de forma a identificar diretrizes ajustadas à realidade de mercado.

Ainda assim, há grandes projetos nacionais para a implantação de REI, com resultados reconhecidos e expressivos. A dificuldade encontra-se na falta de definição de recursos para financiamento de implantação em larga escala, visto que os referidos projetos estão, em sua maioria, no âmbito de programas de Pesquisa e Desenvolvimento. Percebe-se, portanto, que a revisão da metodologia de remuneração dos agentes de distribuição, com vistas a remunerar os investimentos necessários e contemplar as receitas provenientes dos novos serviços oferecidos pelas Redes Elétricas Inteligentes é essencial para seu avanço no país.

2.3.4. Condicionantes regulatórias do serviço de distribuição no Brasil

O setor de distribuição sempre apresentou maior necessidade de regulação, por ser um serviço majoritariamente sem possibilidade de competição, caracterizado na literatura como monopólio natural, sendo o responsável por fazer chegar todos os custos da

cadeia de produção (geração, transmissão e comercialização, além da própria distribuição) ao consumidor final.

Além do atendimento aos critérios dispostos na Lei nº 8.987, de 1995, citado na seção 3.1, devem também manter o atendimento da totalidade de seu mercado, conforme disposto na Lei nº 10.848, de 2004, e seus regulamentos.

Assim, as normatizações e padronizações aplicáveis às concessões de distribuição encontram-se reunidas nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, que reúne as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, tendo por base o marco regulatório já citado.

Ao longo dos anos, as regulamentações e procedimentos regulatórios foram sendo aprimorados para se adaptarem às exigências de desempenho estabelecidas pela ANEEL, estabelecendo metas para os indicadores de qualidade de produto e serviço, com o objetivo de atingir redução dos respectivos índices. Os resultados são verificados e as metas ajustadas a cada processo de revisão tarifária, estabelecendo trajetória de melhoria contínua e podendo refletir no cálculo da tarifa da distribuidora.

Mais recentemente, a importância dos indicadores de qualidade se refletiu na prorrogação das concessões de distribuição, prevista na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. A referida prorrogação atinge quarenta distribuidoras, com concessão outorgada antes da edição da Lei nº 8.897/1995.

Os critérios para a prorrogação foram estabelecidos no Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015, do qual destaca-se trecho a seguir:

“ Art. 1º O Ministério de Minas e Energia poderá prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 7º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, por trinta anos, com vistas a atender aos seguintes critérios:

I - eficiência com relação à qualidade do serviço prestado;

II - eficiência com relação à gestão econômico-financeira;

III - racionalidade operacional e econômica; e

IV - modicidade tarifária.

...

§ 2º A eficiência com relação à qualidade do serviço prestado de que trata o inciso I do caput será mensurada por indicadores que considerem a frequência e a duração média das interrupções do serviço público de distribuição de energia elétrica.

...

§ 4º O atendimento aos critérios previstos nos incisos I e II do caput poderá ser alcançado pela concessionária no prazo máximo de cinco anos, contado a partir do ano civil subsequente à data de celebração do contrato de concessão ou do termo aditivo, devendo ser cumpridas metas anuais definidas por trajetórias de melhoria contínua, estabelecidas a partir do maior valor entre os limites a serem definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e os indicadores apurados para cada concessionária no ano civil anterior à celebração do contrato de concessão ou do termo aditivo.

...

Art. 4º A inadimplência da concessionária decorrente do descumprimento de uma das metas anuais de que trata o § 4º do art. 1º por dois anos consecutivos ou de qualquer dessas metas ao final do prazo de cinco anos acarretará a extinção da concessão, observadas as disposições deste artigo e do contrato de concessão ou do termo aditivo.”

Assim, os critérios de eficiência na prestação do serviço tornaram-se não apenas metas regulatórias, mas configuram obrigações contratuais que, ao serem descumpridas, podem inclusive levar à extinção da concessão.

Diante da importância da manutenção dos indicadores de DEC e FEC para a viabilidade da própria concessão, a adoção de medidas que promovam a melhoria de tais indicadores pode ser de vital importância para as distribuidoras.

A preocupação é corroborada ainda pelo fato de que, enquanto o Decreto nº 8.461/2015 propõe o risco de caducidade da concessão por inobservância dos limites nos primeiros 5 anos da prorrogação, o Tribunal de Contas da União – TCU determinou em seu Acórdão Nº 2.253/2015-TCU-Plenário, de 9 de setembro de 2015, que ANEEL e MME *“mantenham os critérios objetivos previstos no Decreto nº 8.461/2015, ensejadores da extinção da concessão, ao longo de todo o período de vigência contratual, com o objetivo de aumentar as garantias de prestação do serviço adequado e de reduzir eventual tempo de exposição do consumidor ao serviço inadequado”*.

3. REQUISITOS DE QUALIDADE DE FORNECIMENTO

3.1. A qualidade da energia elétrica

O serviço de energia elétrica é regulamentado de forma a garantir níveis adequados de prestação de serviço, conforme requerido no próprio arcabouço legal, que trata detalhadamente dos requisitos para as concessões e permissões de serviços públicos no País. Cita-se, por exemplo, a Lei nº 8.987/1995, conhecida como a Lei Geral das Concessões e Permissões de Serviço Público, e que regulamenta o art. 175 da Constituição Federal. Em seu artigo 6º são estabelecidos os requisitos para a prestação de um serviço adequado aos usuários:

Art. 6º Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

§ 2º A atualidade compreende a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão do serviço.

§ 3º Não se caracteriza como descontinuidade do serviço a sua interrupção em situação de emergência ou após prévio aviso, quando:

I - motivada por razões de ordem técnica ou de segurança das instalações; e,

II - por inadimplemento do usuário, considerado o interesse da coletividade.

O serviço de distribuição de energia elétrica é avaliado em diversos aspectos, dentre eles a qualidade do serviço e a qualidade do produto.

A qualidade do serviço diz respeito à continuidade do fornecimento, ou seja, qual o impacto das interrupções no fornecimento de energia no serviço prestado ao consumidor. Já a qualidade do produto diz respeito a aspectos técnicos do fornecimento de energia, como nível de tensão e perturbações na forma de onda. Assim, um serviço de boa qualidade é decorrente do conjunto de diversos aspectos envolvendo:

1. Confiabilidade: garantia de fornecimento do produto, com interrupções mínimas diante de ocorrências no sistema;
2. Conformidade: produto fornecido dentro dos padrões exigidos. No caso da energia elétrica, dentro dos padrões de tensão e frequência pré-estabelecidos; e
3. Presteza do serviço: resposta dos agentes responsáveis no atendimento ao cliente, ou consumidor.

Ressalta-se ainda que a qualidade no fornecimento de energia, composta tanto pela qualidade do produto quanto do serviço, tem em sua precificação um dos mais importantes aspectos da remuneração das concessionárias de distribuição. Sendo um bem de consumo essencial, sua falta tem consequências danosas e difíceis de precificar, razão pela qual a disponibilidade a pagar do consumidor para evitar a falta de energia é mais alta que em outros serviços públicos. (EL HAGE, FERRAZ, & DELGADO, 2011) Assim, presume-se que maior qualidade no serviço prestado implica em maior preço, de onde vem a máxima de que a energia mais cara ao País é a energia não fornecida (EL HAGE, FERRAZ, & DELGADO, 2011).

A boa qualidade no fornecimento de energia elétrica presume um sistema planejado e operado adequadamente, desde a geração até o consumidor final. No entanto, os efeitos de sua interrupção ou da falta de qualidade em sua prestação são sentidos diretamente pelo consumidor final, razão pela qual mensurar seus efeitos tem grande importância na distribuição. Para tanto, são comumente usados indicadores de continuidade, com foco nas seguintes características (Instituto Acende Brasil, 2014):

- i. Frequência das interrupções: mede a quantidade de interrupções no fornecimento de energia elétrica ao consumidor em um determinado período de tempo; e
- ii. Duração das interrupções: tempo cumulativo em que o consumidor ficou sem acesso à energia elétrica, em determinado período.

É possível inferir, a partir das características citadas, que a frequência de interrupções, ou seja, o número de vezes em que o consumidor final teve seu fornecimento de energia elétrica interrompido, está diretamente relacionada à qualidade dos ativos da concessionária de distribuição: estado dos equipamentos, configuração da rede, qualidade de manutenção. Essas características, por sua vez, dependem do montante de investimentos realizados pela empresa durante seu período de concessão.

Já o tempo total das interrupções depende fortemente do tempo de resposta da distribuidora diante de ocorrências em seu sistema. Assim, a disponibilidade e quantidade de recursos humanos e materiais para os reparos necessários impacta no maior ou menor tempo que o consumidor fica sujeito às interrupções no fornecimento de energia elétrica. Adicionalmente, as condições geográficas da concessão são fator impactante nos indicadores de continuidade, uma vez que dificuldades de acesso ou condições climáticas extremas podem ter papel decisivo no restabelecimento do serviço ao consumidor final.

As regulamentações envolvendo a qualidade de energia elétrica estão presentes no Setor Elétrico Brasileiro em suas diversas fases e adotando diversas metodologias, (CONSTANTI, 2013), o que demonstra a importância de sua adequada mensuração. Tal preocupação justifica-se pelas características de um sistema elétrico como o brasileiro, cuja operação integrada exige a perfeita coordenação entre oferta (geração) e demanda (consumo). Adicionalmente, devido ao grande número de agentes envolvidos na cadeia de fornecimento de energia elétrica, torna-se essencial a adequada mensuração do impacto das falhas na prestação do serviço, bem como a correta identificação dos responsáveis.

3.2. Os indicadores de continuidade

3.2.1. Histórico dos indicadores na regulamentação brasileira

No Brasil, os indicadores mais conhecidos são o **FEC** (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o **DEC** (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Inicialmente, foram estabelecidos para aferir a média da duração e do número de interrupções de unidades consumidoras, organizadas em conjuntos.

A Portaria DNAEE n° 046/1978 já estabelecia a apuração dos referidos indicadores por conjuntos, cujos limites variavam de acordo com o número de consumidores e com o sistema elétrico existente (se subterrâneo ou aéreo). Ainda que fossem estabelecidos limites, a Portaria DNAEE n° 046/1978 não estabelecia penalidades para a violação de tais limites.

$$DEC = \sum_{i=1}^k \frac{Ca(i) \times t(i)}{Cc} \quad (1)$$

$$FEC = \sum_{i=1}^k \frac{Ca(i)}{Cc} \quad (2)$$

Onde:

DEC = Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

FEC = Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

Ca (i) = Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (i), no período de apuração;

t (i) = Duração de cada evento (i), no período de apuração;

i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;

k = Número máximo de eventos no período considerado;

Cc = Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração. (CONSTANTI, 2013).

Os indicadores brasileiros correspondem aos indicadores internacionais *SAIFI* (*System Average Interruption Frequency Index*) e *SAIDI* (*System Average Interruption*

Duration Index), amplamente utilizados na aferição de qualidade do serviço nos sistemas de distribuição.

$$SAIFI = \frac{\text{total de interrupções ao consumidor}}{\text{total de consumidores atendidos}} \quad (3)$$

$$SAIDI = \frac{\text{soma de todas as interrupções (horas)}}{\text{total de consumidores atendidos}} \quad (4)$$

A evolução da metodologia resultou em conjunto de regras aprovado pela Resolução Normativa ANEEL n° 345, de 16 de dezembro de 2008, que estabeleceu a primeira versão dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, consolidando e padronizando as atividades relacionadas ao funcionamento e desempenho do setor de distribuição. Os procedimentos relacionados à Qualidade da Energia Elétrica encontram-se no Módulo 8 do referido documento.

Conforme exposto na Nota Técnica n° 0226/2008-SRD/ANEEL, de 4 de dezembro de 2008, foi apenas com a edição do PRODIST que foram introduzidos os conceitos de qualidade do produto na regulamentação de qualidade, englobando aspectos como: perturbações na forma de onda de tensão, distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, dentre outros, ainda em caráter indicativo (ANEEL, 2008).

O regulamento trouxe inovações no que se refere à apuração dos indicadores, regulamentando a apuração de indicadores individuais, aferidos diretamente nas unidades consumidoras afetadas, sendo estabelecido ainda impacto financeiro decorrente da transgressão dos limites estabelecidos.

3.2.2. Metodologia atual

Encontra-se em vigência a Revisão 6 do Módulo 8 do PRODIST, aprovada pela Resolução Normativa n° 641/2014. As contínuas revisões realizadas pelo órgão regulador visam manter atualizadas as metodologias e limites utilizados na apuração da Qualidade de Energia Elétrica, em especial quanto à formação dos conjuntos para a apuração dos indicadores.

Atualmente, a apuração dos índices coletivos (DEC e FEC) parte da apuração dos índices individuais (DIC, FIC e DMIC) para cada unidade consumidora da concessionária.

Indicadores individuais	
$DIC = \sum_{i=1}^k t(i)$	(5)
$FIC = n$	(6)
$DMIC = t(i) \max$	(7)

Onde:

DIC = Duração de interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão;

FIC = Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão;

$DMIC$ = Duração da interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão;

i = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a n ;

n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

$t(i)$ = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;

$t(i) \max$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

Indicadores coletivos

$DEC = \sum_{i=1}^{Cc} \frac{DIC(i)}{Cc} \quad (8)$
$FEC = \sum_{i=1}^{Cc} \frac{FIC(i)}{Cc} \quad (9)$

DEC = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

FEC = frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

Cc = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT (CONSTANTI, 2013).

3.3. Fatores que influenciam os níveis de qualidade

A apuração dos indicadores de qualidade está diretamente relacionada à metodologia utilizada para a definição dos critérios pois, a depender da metodologia e dos dados considerados, podem ser obtidos diferentes resultados relacionados à continuidade.

Em uma apuração realizada nos sistemas elétricos como um conjunto único, a exemplo do realizado nos indicadores de continuidade internacionais, os critérios de organização das unidades consumidoras é indiferente, dada a visão global das interrupções. No entanto, em sistemas com apuração segmentada tal qual o brasileiro, a abrangência dos conjuntos e seus atributos físico-elétricos podem variar bruscamente entre regiões próximas.

3.3.1. Conjuntos de Unidades Consumidoras

Quanto à formação de conjuntos de unidades consumidoras, os requisitos para tal procedimento encontram-se no PRODIST (ANEEL, 2014). Esse agrupamento é importante na análise de qualidade pois define os critérios do regulador para classificar as unidades consumidoras, fazendo assim com que determinadas características tenham diferentes impactos nos indicadores.

Por exemplo, uma formação de conjuntos por extensão de rede elétrica rural tende a concentrar unidades consumidoras com altos níveis de interrupção nos mesmos conjuntos, uma vez que o acesso a áreas rurais para recomposição de falhas, e mesmo a identificação dessas, tende a ser mais difícil, aumentando os níveis de duração de interrupção, e, conseqüentemente, aumentando os indicadores coletivos médios.

Os critérios atuais, estabelecidos pela REN n° 641/2014, baseiam-se nas Subestações de Distribuição das empresas, levando em consideração ainda a contiguidade das áreas e o número de unidades consumidoras resultante em cada conjunto.

3.3.2. Tempo médio de atendimento

A ANEEL define o Tempo Médio de Atendimento a Emergências (TMAE) como um dos indicadores de qualidade do serviço. (ANEEL, 2014) O indicador é composto por três categorias:

1. Tempo médio de preparação (TMP): mede a eficiência dos meios de comunicação, dimensionamento das equipes e dos fluxos de informação dos Centros de Operação das distribuidoras.
2. Tempo médio de deslocamento (TMD): mede a eficácia da localização geográfica das equipes de manutenção e operação; e
3. Tempo médio de execução (TME): mede a eficácia do restabelecimento do sistema de distribuição pelas equipes de manutenção e operação.

Segundo dados da ANEEL, o tempo médio de atendimento entre 2011 e 2013 foi de 5,9 horas. Do tempo total, constatou-se que cerca de 73% foi dedicado à preparação, de onde se conclui que a mobilização de equipes e materiais é o ponto crítico no atendimento a emergências em concessionárias de distribuição.

3.4. Conceituação de procedimentos para melhoria de níveis de qualidade do serviço

As concessionárias ao redor do mundo enfrentam desafios similares todos os dias para lidar com assuntos de geração, transmissão e distribuição, em especial em relação a qualidade do serviço de energia elétrica. O aumento da qualidade do serviço de energia

gera maiores ganhos financeiros e menores custos para a empresa concessionária de distribuição de energia, isso porque a regulação não se limita apenas à relação entre preço e quantidade.

Como dito anteriormente, a qualidade do fornecimento de energia elétrica se divide em diferentes características:

- Confiabilidade;
- Conformidade;
- Presteza do serviço.

Assim, além de benefícios, a busca pela qualidade apresenta altos custos e, conseqüentemente, maiores dispêndios para a distribuidora. Assim, o planejamento e a operação do setor elétrico têm que levar em conta o nível almejado pelos consumidores, para mensurar o custo para obter esse benefício. Para aumentar a qualidade existente de um serviço de energia elétrica, buscam-se duas formas: investimentos em ativos e melhorias em operação e manutenção.

Em relação à primeira forma, pode-se ampliar a capacidade das redes de transmissão e distribuição, a redundância na rede, adotar uma arquitetura de rede em anel em vez de linear, instalar mais equipamentos de segurança e de monitoramento da rede.

Uma das soluções que têm sido utilizadas é a substituição de redes aéreas por subterrâneas, pois elas geralmente apresentam menor frequência de interrupções (FEC), por estarem menos suscetíveis a intempéries naturais como chuva e poluição. Mas quando uma interrupção ocorre, a recomposição do sistema tende a ser mais demorada, o que pode resultar em maior duração de interrupção num dado período de apuração (DEC). Outra desvantagem é o grande custo de construção de redes subterrâneas em relação a redes aéreas de tamanho e tensão similares.

Embora se reconheça que o aprimoramento da qualidade guarda uma estreita relação com o investimento, uma análise estatística da relação entre a base de ativos das distribuidoras e os índices de continuidade revela que uma série de outros fatores deve

ser levada em conta. Cyrillo (2011), em seu trabalho, diz que “os indicadores de qualidade são melhorados com o aumento de investimentos, no entanto há um limite técnico para o qual o aumento dos investimentos não resulta em melhora significativa da qualidade da energia”.

A segunda forma de aumentar a qualidade passa pelo dimensionamento e qualificação das equipes de manutenção e de operação do sistema elétrico da empresa distribuidora. Outro aspecto é o planejamento dessa manutenção e operação e tem um impacto financeiro menor do que o dimensionamento das equipes. Pode-se dizer que o custo da operação e manutenção até certo ponto é correlacionado com o aumento da qualidade. Porém, há a mesma saturação que se vê nos investimentos em ativos, e gradualmente gastos maiores com operação e manutenção influem menos na qualidade do serviço, a exemplo da relação mostrada na Figura 5. Isso leva os reguladores e as empresas de energia a buscarem o ponto de equilíbrio que a sociedade demanda.

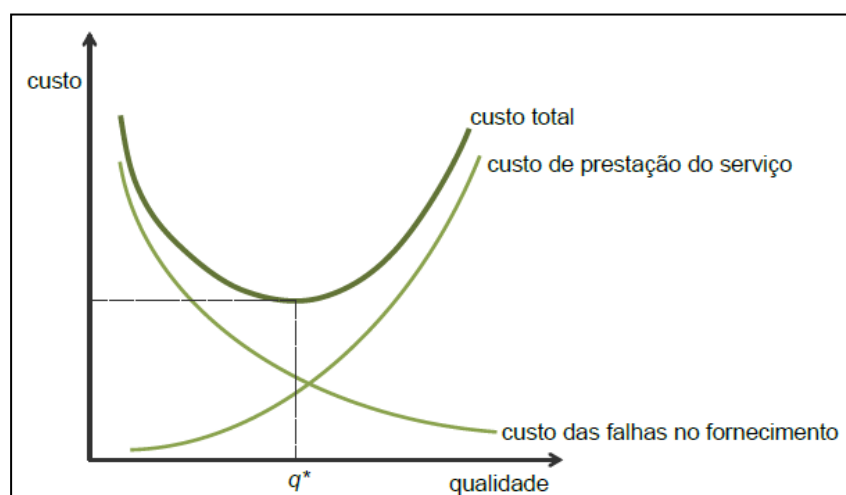


Figura 5: Dispêndio ótimo em qualidade

Fonte: (Instituto Acende Brasil, 2014)

Quanto maior o dispêndio em qualidade do fornecimento de energia, menor é o custo incorrido pelos consumidores na forma de interrupções e danos a equipamentos.

Uma das preocupações atuais na qualidade do fornecimento de energia é com a confiabilidade, ou seja, a duração e a frequência de interrupções. Segundo o IEEE, temos duas formas de mensuração que são utilizados pelas agências reguladoras no mundo, calculados conforme as equações (3) e (4) apresentadas anteriormente:

- *SAIDI: System average interruption duration index;*
- *SAIFI: System average interruption frequency index.*

Para aumentar a confiabilidade de sistemas elétricos, há um amplo entendimento de que as Redes Elétricas Inteligentes podem ser usadas para melhorar o desempenho de sistemas de distribuição nesse requisito. Para isso, vários dados sensoriais e de controle precisam ser coletados. Alguns caminhos de dados da aplicação exigirão níveis extremamente elevados de confiabilidade (por exemplo, eliminação de falhas e restauração autônoma de energia), enquanto a maioria das aplicações será capaz de suportar interrupções de período relativamente longos ou frequentes sem afetar negativamente a confiabilidade da energia elétrica.

3.5. Requisitos de qualidade vigentes no Brasil

À medida que os benefícios da energia elétrica passam a fazer parte do dia-a-dia das pessoas, é natural que se inicie um processo de discussão quanto à qualidade daquele serviço oferecido. Hoje, há grande preocupação com a continuidade do serviço, já que fica evidente que qualquer interrupção do fornecimento implicará em transtornos de toda ordem. Então, a questão da qualidade da energia elétrica aparece, frequentemente, a partir do momento em que os consumidores constatarem interrupções no fornecimento.

Zelar pela qualidade do fornecimento de energia é uma tarefa complexa. Em primeiro lugar, porque é preciso dar atenção para as múltiplas dimensões da qualidade do fornecimento: confiabilidade, conformidade e presteza do serviço, já debatidas aqui. Em segundo lugar, porque a qualidade depende da atuação conjunta de um grande número de agentes que inclui geradores, transmissores e distribuidores. Isso significa que a regulação precisa ser cuidadosamente concebida para proporcionar incentivos e punições adequadas para disciplinar a atuação de todos os agentes. Em terceiro lugar, porque é preciso aferir o nível de qualidade almejado pelos consumidores, contrapondo o benefício de uma melhora na qualidade ao custo incorrido para obtê-la (Instituto Acende Brasil, 2014).

O desempenho das concessionárias quanto à continuidade do serviço prestado de energia elétrica é medido pela ANEEL com base em indicadores específicos. O indicador de continuidade é definido como a representação quantificável do desempenho de um sistema elétrico. Seu objetivo é assegurar níveis desejáveis de continuidade do fornecimento de energia elétrica e comparar o desempenho das concessionárias com valores definidos durante os ciclos de revisão tarifária. O PRODIST módulo 8 estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica - QEE, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado. Para a qualidade dos serviços prestados, esse módulo estabelece a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades (ANEEL, 2016).

Esses procedimentos de qualidade devem ser observados por:

- Consumidores com instalações conectadas em qualquer classe de tensão de distribuição;
- Produtores de energia;
- Distribuidoras;
- Agentes importadores ou exportadores de energia elétrica;
- Transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão – DIT;
- Operador Nacional do Sistema – ONS.

A mensuração da qualidade do serviço por indicadores fornece mecanismos para acompanhamento e controle do desempenho das distribuidoras e das transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão – DIT e subsídios para os planos de reforma, melhoramento e expansão da infraestrutura das distribuidoras, bem como avaliação do serviço prestado pela distribuidora.

Por meio do controle das interrupções, do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade de serviço, as distribuidoras, os consumidores e a ANEEL podem avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico. São mensuradas interrupções oriundas de descontinuidades do neutro ou da tensão em qualquer uma das fases de um circuito elétrico, superiores a 3 minutos. Os indicadores de continuidade consideram padrões individuais e coletivos, conforme já apresentado:

- DEC e FEC;
- DIC e FIC;
- DMIC.

Os limites de DEC e FEC podem ser considerados como referência, dadas as características do conjunto, para uma continuidade média a ser fornecida pela distribuidora aos consumidores pertencentes ao conjunto. A ANEEL estabelece para cada uma das distribuidoras metas anuais para os indicadores de continuidade, que são redefinidas no ano da revisão periódica das tarifas.

Há também um indicador de desempenho global de continuidade é um indicador com periodicidade anual, calculado de acordo com as seguintes etapas: cálculo dos indicadores anuais globais DEC e FEC da distribuidora, tanto dos valores apurados quanto dos limites e do desempenho relativo anual para os indicadores DEC e FEC e do desempenho relativo global. Assim, apura-se o indicador de desempenho global de continuidade, que a ANEEL utiliza para publicar anualmente o ranking das distribuidoras de energia do país em relação à qualidade do serviço prestado.

Para o controle dos indicadores de continuidade, a ANEEL estabelece limites de continuidade do serviço. No estabelecimento dos limites de continuidade para os conjuntos de unidades consumidoras será aplicado o seguinte procedimento:

- Seleção dos atributos relevantes para aplicação de análise comparativa;
- Aplicação de análise comparativa, com base nos atributos selecionados na alínea “a”;
- Cálculo dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras de acordo com o desempenho dos conjuntos;
- Análise por parte da ANEEL, com a definição dos limites para os indicadores DEC e FEC. (ANEEL, 2016)

A ultrapassagem dos limites estabelecidos gera uma compensação para o consumidor e impacta diretamente, através do fator X, na revisão tarifária da distribuidora. As

distribuidoras atualmente passam por situação de ultrapassagem dos limites, conforme dados nacionais da ANEEL (ANEEL, 2016).

[DEC e FEC Estratificado - Ano \(2010\)](#)

Índices de Continuidade						
LIGHT - Ano (2010)						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DEC APURADO	11,33	16,73	18,15	18,70	12,35	12,61
DEC LIMITE	9,97	9,68	9,37	9,07	8,99	8,88
FEC APURADO	5,76	7,76	8,39	8,40	6,60	6,44
FEC LIMITE	8,78	8,15	7,52	7,01	6,87	6,64
Nº DE CONSUMIDORES	3.970.127	4.025.520	3.956.891	4.011.662	4.102.234	4.188.822

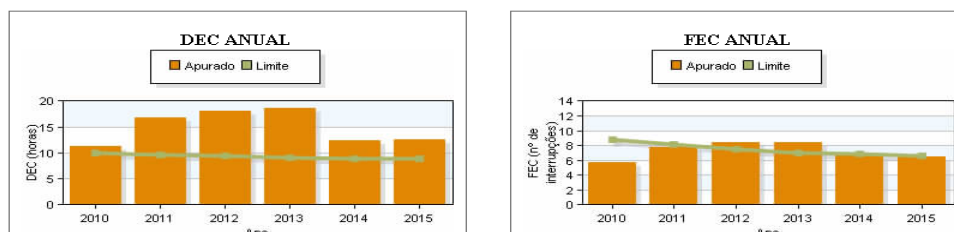


Figura 6: Indicador Anual Light

[DEC e FEC Estratificado - Ano \(2010\)](#)

Índices de Continuidade						
ELETROPAULO - Ano (2010)						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DEC APURADO	10,60	10,36	8,35	7,99	13,36	23,62
DEC LIMITE	9,52	8,74	8,64	8,49	8,32	8,05
FEC APURADO	5,43	5,45	4,65	4,37	5,32	6,48
FEC LIMITE	7,50	6,99	6,84	6,65	6,39	5,95
Nº DE CONSUMIDORES	6.208.124	6.568.931	6.518.814	6.593.146	6.829.732	6.687.599

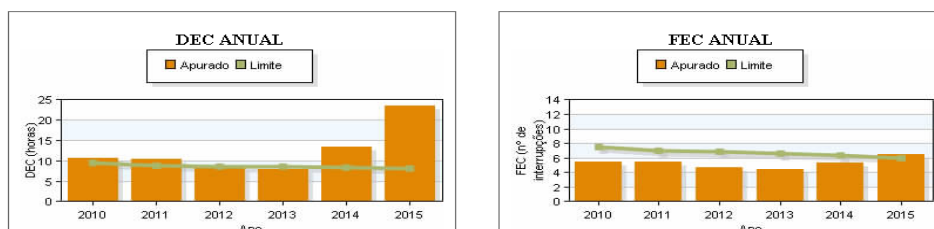


Figura 7: Indicador Anual Eletropaulo

Índices de Continuidade						
AMPLA - Ano (2010)						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DEC APURADO	23,93	19,24	17,58	20,10	21,79	27,79
DEC LIMITE	15,38	14,51	13,58	12,67	11,77	11,60
FEC APURADO	12,75	9,83	9,26	9,80	9,64	13,25
FEC LIMITE	14,70	13,57	12,52	11,53	10,37	9,91
Nº DE CONSUMIDORES	2.551.971	2.625.542	2.699.655	2.767.703	2.516.036	2.557.973

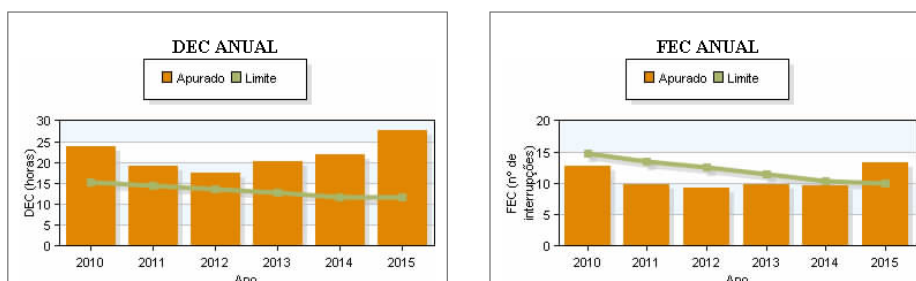


Figura 8: Indicador Anual Ampla

Índices de Continuidade						
CELPE - Ano (2010)						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DEC APURADO	18,21	19,04	19,32	23,76	25,51	19,31
DEC LIMITE	19,19	18,53	17,38	16,84	16,39	15,48
FEC APURADO	7,46	7,45	8,06	8,87	8,84	8,13
FEC LIMITE	18,02	15,79	13,95	12,48	12,05	11,04
Nº DE CONSUMIDORES	2.987.378	3.011.346	3.130.951	3.077.183	3.165.749	3.276.855

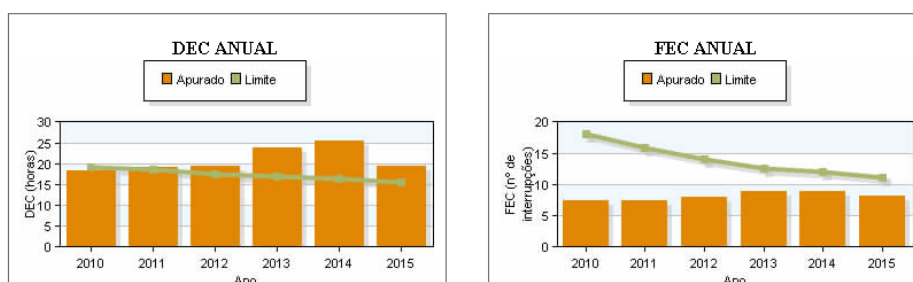


Figura 9: Indicador Anual Celpe

Índices de Continuidade						
COELBA - Ano (2010)						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DEC APURADO	26,60	22,86	19,98	22,52	22,72	24,79
DEC LIMITE	21,80	20,23	19,26	18,02	17,50	16,65
FEC APURADO	11,16	10,28	8,87	8,85	7,81	8,81
FEC LIMITE	15,32	13,62	12,29	11,07	10,78	10,19
Nº DE CONSUMIDORES	4.646.131	4.803.109	4.916.878	5.026.134	5.240.546	5.391.277

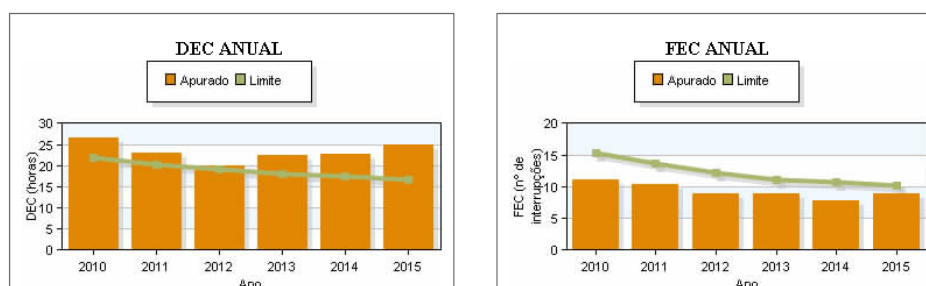


Figura 10: Indicador Anual Coelba

[DEC e FEC Estratificado - Ano \(2010\)](#)

Índices de Continuidade						
CELG-D - Ano (2010)						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DEC APURADO	20,84	22,27	35,72	40,03	40,40	43,24
DEC LIMITE	19,39	18,74	17,94	17,29	16,63	15,81
FEC APURADO	16,03	18,51	24,21	26,24	27,24	25,07
FEC LIMITE	19,16	18,51	17,68	16,76	15,51	14,29
Nº DE CONSUMIDORES	2.283.832	2.340.771	2.426.673	2.521.877	2.636.210	2.730.293

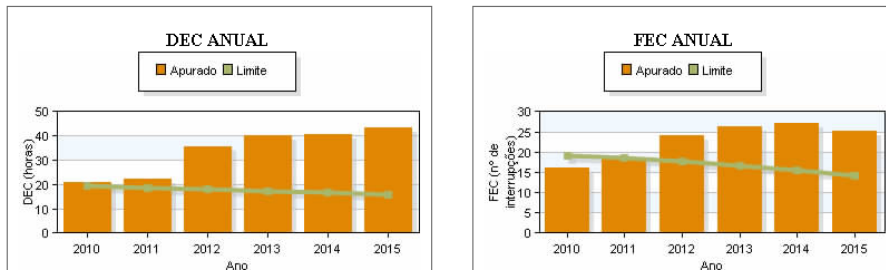


Figura 11: Indicador Anual Celg-D

[DEC e FEC Estratificado - Ano \(2010\)](#)

Índices de Continuidade						
CEB-DIS - Ano (2010)						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DEC APURADO	14,81	17,51	20,16	17,73	15,78	15,50
DEC LIMITE	13,63	12,92	12,14	11,76	11,38	10,51
FEC APURADO	14,79	13,16	17,98	15,72	11,86	11,66
FEC LIMITE	15,50	13,79	12,08	11,25	10,74	9,26
Nº DE CONSUMIDORES	865.165	864.150	887.625	923.336	955.459	992.250

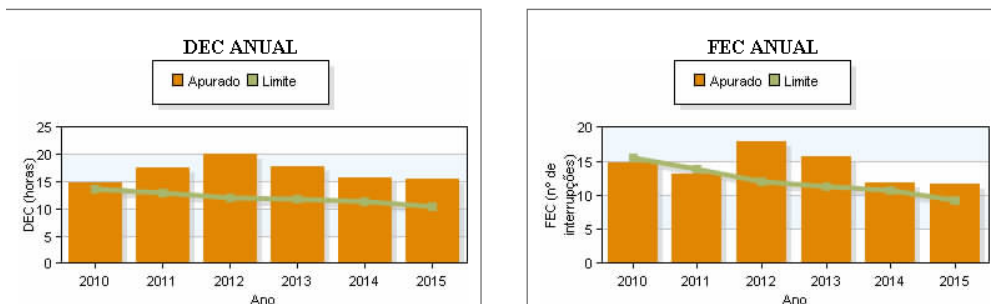


Figura 12: Indicador Anual CEB

Índices de Continuidade						
CELPA - Ano (2010)						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DEC APURADO	101,86	99,55	101,50	73,29	48,94	37,93
DEC LIMITE	29,74	28,48	37,87	36,43	33,95	31,54
FEC APURADO	53,02	53,04	50,84	37,93	29,95	22,40
FEC LIMITE	29,90	28,62	38,65	36,56	33,72	31,22
Nº DE CONSUMIDORES	1.711.413	1.770.542	1.871.349	1.973.814	2.094.561	2.155.361

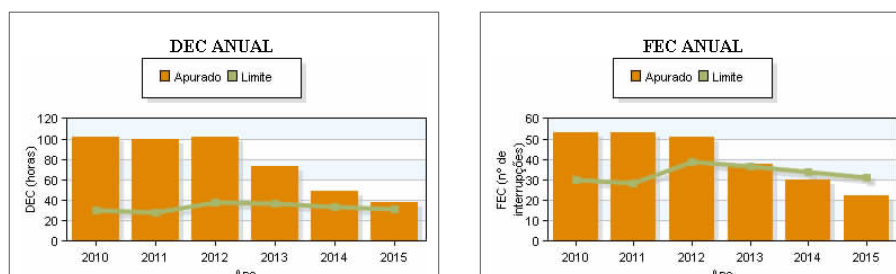


Figura 13: Indicador Anual CELPA

Índices de Continuidade						
AES-SUL - Ano (2010)						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DEC APURADO	18,02	15,35	14,11	14,08	17,75	19,11
DEC LIMITE	15,09	14,73	14,37	13,98	13,68	12,97
FEC APURADO	10,09	9,27	8,41	7,38	8,88	8,42
FEC LIMITE	13,20	12,79	12,40	12,00	11,60	10,74
Nº DE CONSUMIDORES	1.165.974	1.194.513	1.223.115	1.253.031	1.281.365	1.299.154

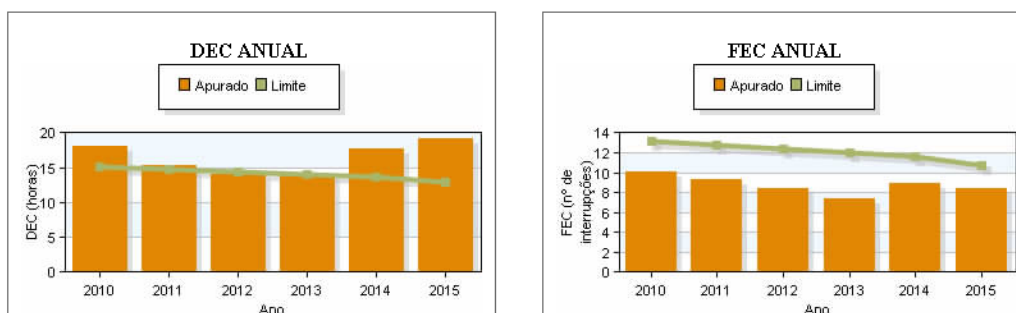


Figura 14: Indicador Anual AES Sul

A ultrapassagem dos limites também se verificou no DEC Brasil e em todas as regiões em 2015, conforme informação do Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico de Janeiro de 2016 (Ministério de Minas e Energia - MME, 2016). O FEC Brasil e da região Centro-Oeste também ultrapassou o limite anual estabelecido pela ANEEL.

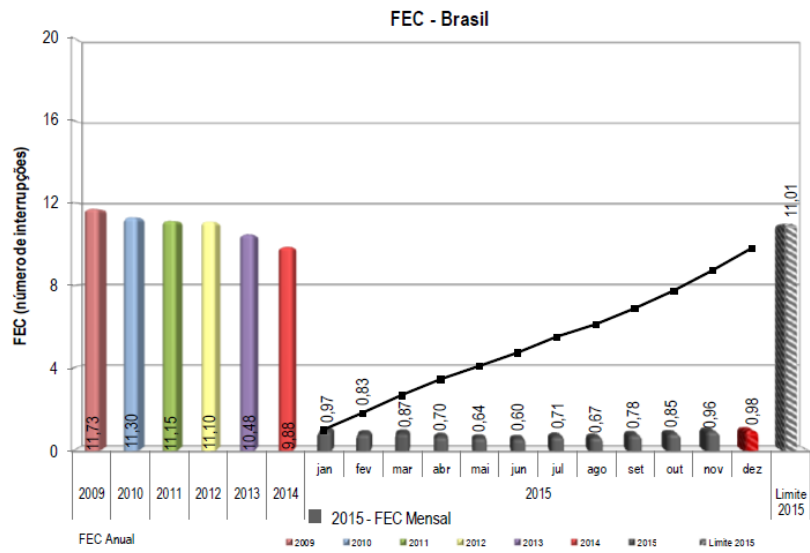
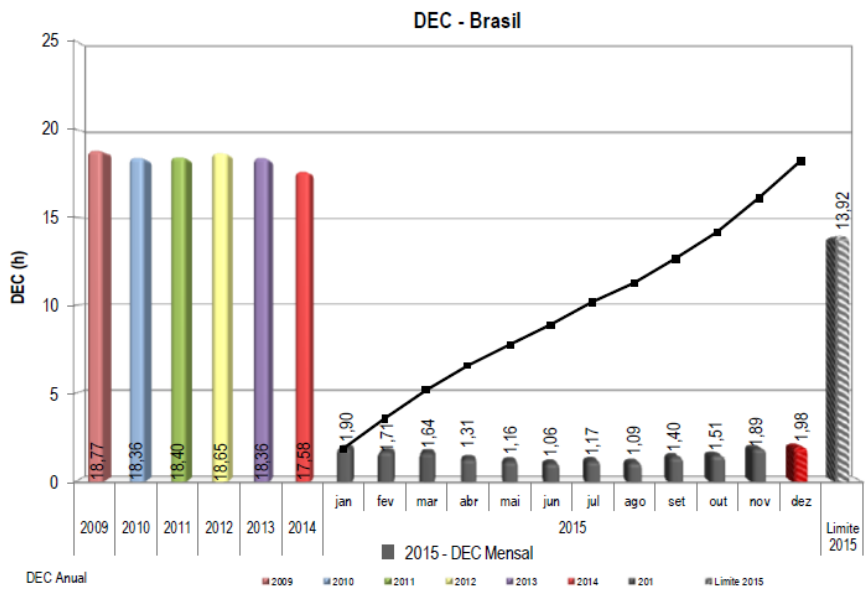


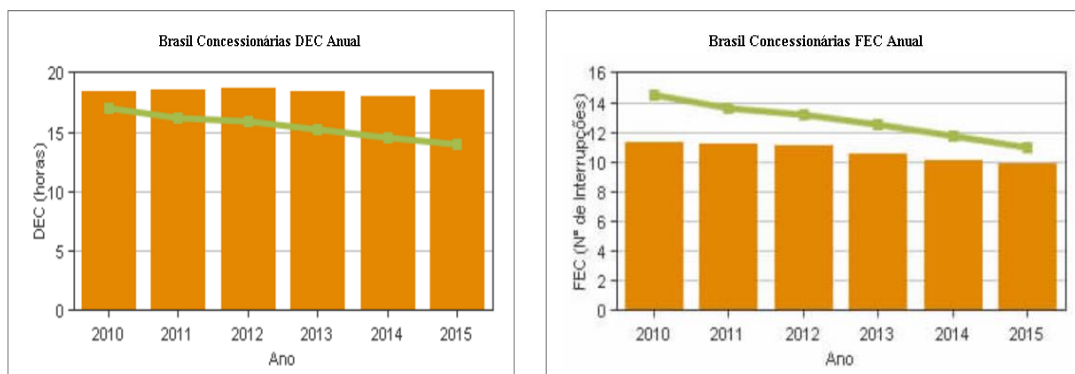
Figura 15: DEC e FEC Brasil: Histórico Anual, mensal em 2015 e limite 2015

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2015														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,94	1,73	1,65	1,33	1,18	1,11	1,17	1,12	1,43	1,54	1,92	1,98	18,11	13,92
S	2,09	1,28	0,99	0,80	0,97	0,86	1,01	1,01	1,32	1,67	1,45	1,69	15,14	12,60
SE	1,36	1,18	0,95	0,71	0,69	0,73	0,84	0,80	1,24	1,13	1,63	1,67	12,93	9,51
CO	3,80	2,80	2,94	2,32	1,70	1,22	1,19	1,30	2,52	3,16	4,65	3,47	31,06	16,62
NE	1,73	2,20	2,37	1,85	1,54	1,53	1,37	1,23	1,06	1,22	1,45	1,80	19,33	16,68
N	4,45	3,60	3,89	3,84	3,22	2,71	3,23	3,12	3,22	3,53	3,67	3,84	42,35	34,75

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2015														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,00	0,84	0,88	0,71	0,66	0,62	0,69	0,70	0,81	0,87	0,98	0,99	9,75	11,01
S	1,20	0,84	0,70	0,55	0,63	0,59	0,71	0,62	0,80	0,80	0,82	0,95	9,23	10,29
SE	0,66	0,51	0,47	0,36	0,37	0,37	0,43	0,44	0,54	0,55	0,70	0,71	6,11	7,50
CO	2,18	1,66	1,75	1,55	1,20	0,90	1,01	1,13	2,00	2,19	2,30	1,95	19,84	14,54
NE	0,78	0,89	1,10	0,83	0,72	0,76	0,64	0,69	0,60	0,70	0,83	0,87	9,41	11,51
N	2,45	2,09	2,29	2,14	1,90	1,71	2,31	2,28	2,18	2,45	2,41	2,35	26,60	32,31

Figura 16: DEC e FEC Anual Brasil 2015: Mensal e por região geográfica

Nos últimos anos, conforme os índices apresentados na Figura 16, verificou-se uma degradação nos índices de continuidade, o que significa que o consumidor tem enfrentado mais interrupções no fornecimento, ou mais tempo sem energia em caso de interrupção.



BRASIL - ANUAL - CONCESSIONÁRIAS

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DEC APURADO (horas)	18,42	18,53	18,66	18,35	18,06	18,59
DEC LIMITE (horas)	17,01	16,23	15,87	15,19	14,58	13,94
FEC APURADO	11,31	11,18	11,11	10,53	10,10	9,86
FEC LIMITE	14,54	13,61	13,19	12,47	11,77	11,03
Nº DE CONSUMIDORES	66.999.221	69.038.782	71.143.243	73.269.802	75.321.926	77.179.513

Figura 17: DEC e FEC Anual Brasil: Apurado, limite e nº de consumidores, entre 2010 e 2015

Tal situação é extremamente preocupante tanto para o consumidor quanto para o setor de distribuição, pois além de não estarem sendo cumpridas as metas estabelecidas pelo órgão regulador, implica em compensações a serem pagas ao consumidor pelo concessionário de distribuição, conforme mostrado na Figura 18.

O recurso para o pagamento, que é subtraído diretamente da receita da distribuidora, pode comprometer os níveis de investimento da empresa e, em casos extremos, quando aliadas a outras dificuldades, comprometer a operacionalidade da concessão, e por isso demanda acompanhamento e investimentos constantes por parte das concessionárias.

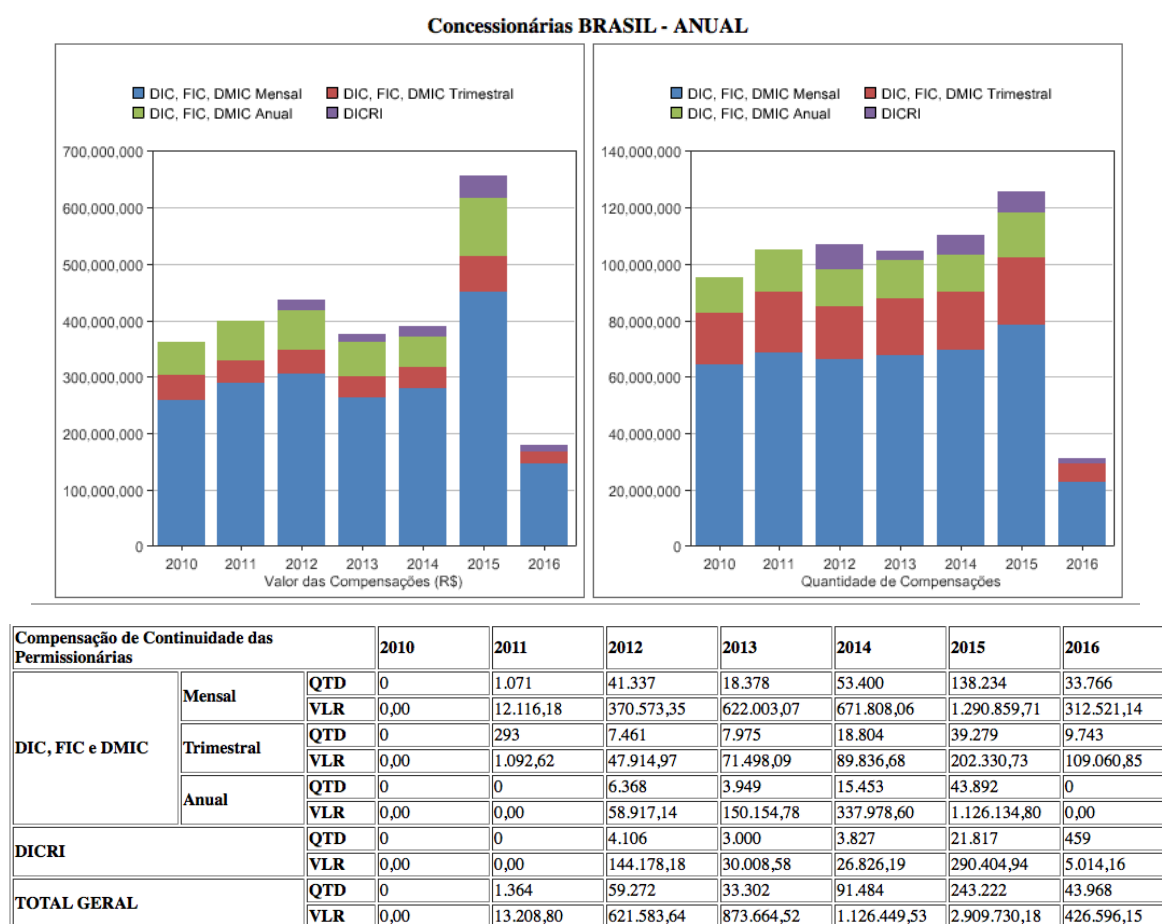


Figura 18: Compensações pagas Brasil entre 2010 e 2016

Fonte: Site da ANEEL – (Informações Técnicas - Distribuição de Energia Elétrica, 2016)

4. MATERIAIS E MÉTODOS

4.1. Considerações iniciais

O objetivo deste trabalho de mestrado é caracterizar o impacto das Redes Elétricas Inteligentes nos indicadores de Qualidade de Energia Elétrica, por meio de modelo de análise baseado em características específicas de concessionárias de distribuição. As características citadas envolvem aspectos técnicos, econômicos e regulatórios.

Assim, nos capítulos anteriores foram apresentados os desenvolvimentos e funcionalidades em REI, identificados por meio de pesquisa bibliográfica em publicações técnicas do setor, tais quais revistas IEEE – *Institute of Electric and Electronic Engineers*, Cigré – *Conseil Internacional des Grands Réseaux Électriques*, dentre outros. A pesquisa foi realizada nos âmbitos internacional e nacional, incluindo estudos de caso de projetos em implantação, proporcionando uma visão comparativa entre os cenários.

Outro fator importante apresentado é a conceituação acerca de índices de continuidade de fornecimento de energia elétrica. Para a sociedade, é de amplo conhecimento que a energia mais cara é aquela que não é suprida; portanto, a atuação de um sistema de REI no sentido de reduzir os tempos de interrupção no fornecimento configuram importante resultado a ser obtido, em conjunto com outros relacionados a redução de despesas operacionais, entre outros.

Por fim, a partir de metodologias pesquisadas em trabalhos científicos e institucionais, a exemplo de (CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2013) e (LAMIN, 2013), serão dimensionados os impactos financeiros e técnicos, no que se refere à qualidade do serviço da implantação das Redes Elétricas Inteligentes em algumas das concessões de distribuição consideradas representativas no âmbito brasileiro, tendo por base dados públicos obtidos em órgãos do setor. Assim, reunidos os dados técnicos sobre as concessões e características brasileiras relacionadas ao fornecimento de energia elétrica, como nível de perdas, densidade de carga, indicadores de continuidade, dentre outros, a partir de fontes disponibilizadas pelos agentes do setor, (órgãos reguladores, controladores do sistema, concessionários) será realizada a análise de contexto do serviço de distribuição.

Nas seções seguintes serão apresentadas as premissas e a metodologia utilizadas na reunião, compilação e tratamento dos dados, parte importante da construção da argumentação deste trabalho.

Os dados analisados e os cálculos apresentados foram organizados em planilhas de elaboração própria do Microsoft Office Excel, a partir de dados obtidos via MME, ANEEL e demais órgãos relacionados.

4.2. Informações sobre concessionárias de distribuição e escolha das empresas representativas

Conforme exposto anteriormente, o Brasil possui diferentes realidades entre as diversas concessões de distribuição, em grande parte devido às diferenças geográficas entre as regiões do País. No entanto, tais diferenças são tratadas de forma adequada, uma vez que é objetivo da regulação o estabelecimento e a manutenção de níveis adequados de atendimento e qualidade, conforme as necessidades específicas e características próprias de cada região.

O objetivo descrito alinha-se aos objetivos da própria agência de regulação, como citado no Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, que constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em especial no inciso V abaixo:

“ Art. 3º A ANEEL orientará a execução de suas atividades finalísticas de forma a proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade, observando as seguintes diretrizes:

I - prevenção de potenciais conflitos, por meio de ações e canais que estabeleçam adequado relacionamento entre agentes do setor de energia elétrica e demais agentes da sociedade;

II - regulação e fiscalização realizadas com o caráter de simplicidade e pautadas na livre concorrência entre os agentes, no atendimento às

necessidades dos consumidores e no pleno acesso aos serviços de energia elétrica;

III - adoção de critérios que evitem práticas anticompetitivas e de impedimento ao livre acesso aos sistemas elétricos;

IV - criação de condições para a modicidade das tarifas, sem prejuízo da oferta e com ênfase na qualidade do serviço de energia elétrica;

V - criação de ambiente para o setor de energia elétrica que incentive o investimento, de forma que os concessionários, permissionários e autorizados tenham asseguradas a viabilidade econômica e financeira, nos termos do respectivo contrato;

VI - adoção de medidas efetivas que assegurem a oferta de energia elétrica a áreas de renda e densidade de carga baixas, urbanas e rurais, de forma a promover o desenvolvimento econômico e social e a redução das desigualdades regionais;

VII - educação e informação dos agentes e demais envolvidos sobre as políticas, diretrizes e regulamentos do setor de energia elétrica;

VIII - promoção da execução indireta, mediante convênio, de atividades para as quais os setores públicos estaduais estejam devidamente capacitados;

IX - transparência e efetividade nas relações com a sociedade.”

Deve-se admitir que tal tarefa não é trivial, já que exige o acompanhamento de grande número de dados e um monitoramento e fiscalização intensa. Em especial no Brasil, por ser um sistema interligado com operação centralizada, ainda que haja diferenças individuais entre as diversas concessões, elas devem estar o mais ajustadas possível visando a adequada operação do sistema.

No que concerne ao setor de distribuição, devido à característica de monopólio natural, é um setor fortemente regulado. Assim, há grande disponibilidade de dados públicos relativos às concessionárias de distribuição nacionais, o que possibilita a formação de perfil de cada uma delas tendo por base as informações escolhidas.

A principal fonte dos dados pesquisados é o site da ANEEL (ANEEL, 2015). Para o setor de distribuição, grande parte dos dados de qualidade encontram-se reunidos na seção de informações técnicas (ANEEL, 2016). Adicionalmente, podem ser encontradas informações mais detalhadas por empresa nos processos de revisão e reajuste tarifários, em específico nas audiências públicas abertas para a discussão dos procedimentos e parâmetros aplicáveis a cada empresa.

Em específico para este trabalho, foram utilizadas as bases de dados disponibilizadas pela agência reguladora por ocasião da Audiência Pública nº 23/2014, aberta com o objetivo de obter subsídios para o estabelecimento das metodologias e critérios gerais para as revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica, denominado comumente como 4º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas, discutido durante o ano de 2014.

Assim, dentre as planilhas utilizadas destacam-se:

- a. "*Banco de Dados 3CRTP*", que contém o resultado das últimas revisões que aconteceram das distribuidoras (3º ciclo);
- b. "*Base completa - Análise de Eficiência*" , que contém os dados mais recentes sobre as concessionárias de distribuição, incluindo dados técnicos sobre mercado, número de consumidores, nível de perdas (técnicas e não técnicas), dentre outros, divididos por concessionária e por ano; e
- c. "*Banco Dados DEC e FEC*", que contém valores de DEC/FEC apurados e os limites regulatórios para os anos de 2002-2012.

Foram analisados também dados provenientes do plano de resultados estabelecido pela ANEEL no ano de 2015, por meio do qual foram incluídas 16 distribuidoras para discussão da qualidade do serviço prestado em suas concessões, devendo também apresentar medidas para aprimoramento do serviço. O plano considera fatores como

indicadores de continuidade e índices de satisfação do consumidor em suas análises, e os dados são públicos, disponíveis no sítio da Agência na *internet*.

4.2.1. Tratamento dos dados para a escolha das concessionárias de distribuição

A partir das fontes citadas foi possível reunir e comparar dados de diversas distribuidoras, utilizando-se de planilhas auxiliares com elaboração própria.

As bases de dados citadas possuem informações das 63 distribuidoras e permissionárias do País com mercado maior que 500 GWh por ano. Dessas, as 36 maiores possuem mercado maior que 1 TWh por ano.

Apesar do grande número de empresas, a representatividade de cada uma depende fortemente de sua área de concessão. Em termos de análise para este trabalho, levou-se em consideração o mercado anual de cada distribuidora, ou seja, quanta energia foi distribuída

Tem-se, a partir de análise inicial, o seguinte contexto com base em dados de 2012:

Tabela 4: Comparação maiores concessionárias de distribuição em 2012

	% Mercado Total (AT+MT+BT)	% Rede de Distribuição (AT+MT+BT)	% MVA instalado
10 Maiores em Mercado (MWh)	63%	45%	58%
20 Maiores em Mercado (MWh)	84%	73%	80%
36 maiores em Mercado (MWh)	98%	97%	97%

É possível notar grande concentração de mercado entre as maiores distribuidoras, uma vez que abrangem as áreas e cidades mais populosas do País. As 36 maiores concentram quase a totalidade tanto do mercado anual (em MWh) quanto de rede de distribuição instalada (em km) e de capacidade de transformação instalada (em MVA). A

característica de concentração é ainda mais visível ao se reunirem dados das 20 maiores distribuidoras, que concentram cerca de 84% do mercado em 2012.

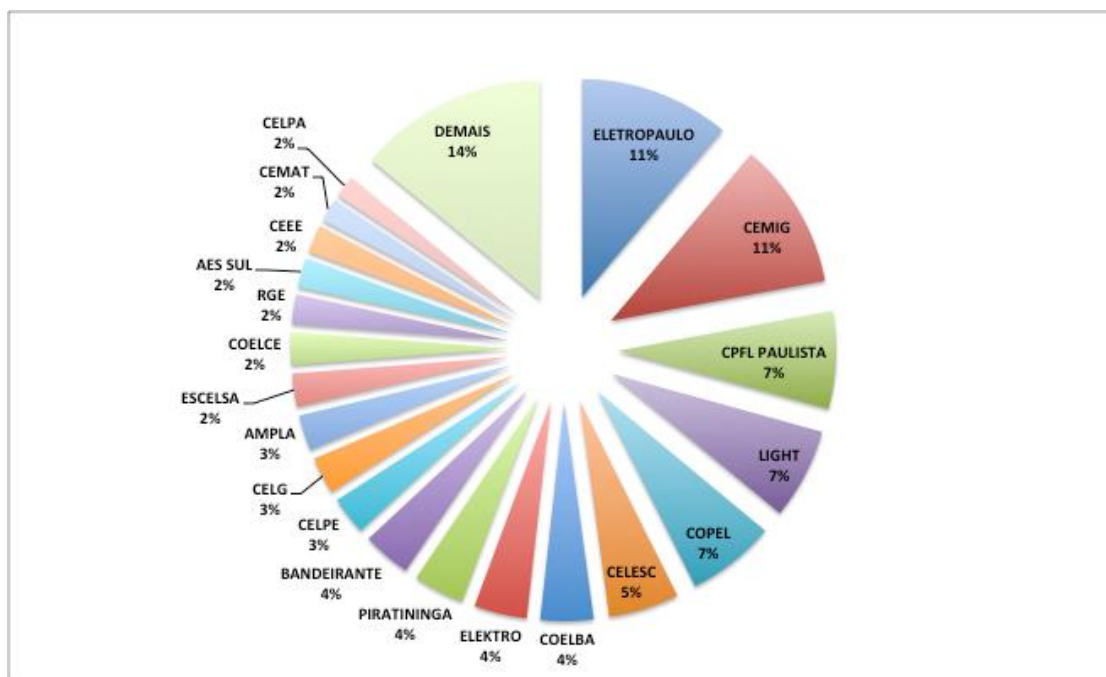


Figura 19 : Parcela de mercado Brasil - 20 maiores distribuidoras

Ainda que seja visível a concentração em relação ao mercado, não é uniforme o comportamento de outros aspectos ligados às concessões de distribuição.

Por exemplo, no mesmo ano de 2012 o DEC apurado no país foi de 18,7 horas. A maior distribuidora em termos de mercado, Eletropaulo, apresentou DEC de 8,35 horas, estando muito abaixo do nível nacional. Já outra empresa representativa, a CELG – Companhia de Energia Elétrica de Goiás, 12ª em mercado, apresentou um DEC de 35 horas.

É possível ver ainda que a extensão de rede total varia entre as empresas, sendo indicador da concentração de mercado daquela concessão e não necessariamente maior investimento realizado para atendimento do mercado. A existência de grande extensão de rede para atendimento ao seu mercado é, majoritariamente, indicativo de grande área de concessão, o que pode ser observado nos casos das distribuidoras CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais, COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia e CELG.

Os valores citados podem ser verificados resumidos na Figura 20, que mostra para as 36 maiores empresas de distribuição do país em 2012, os atributos de DEC e FEC apurados, além da porcentagem de mercado total e extensão rede de distribuição em relação ao total do SIN.

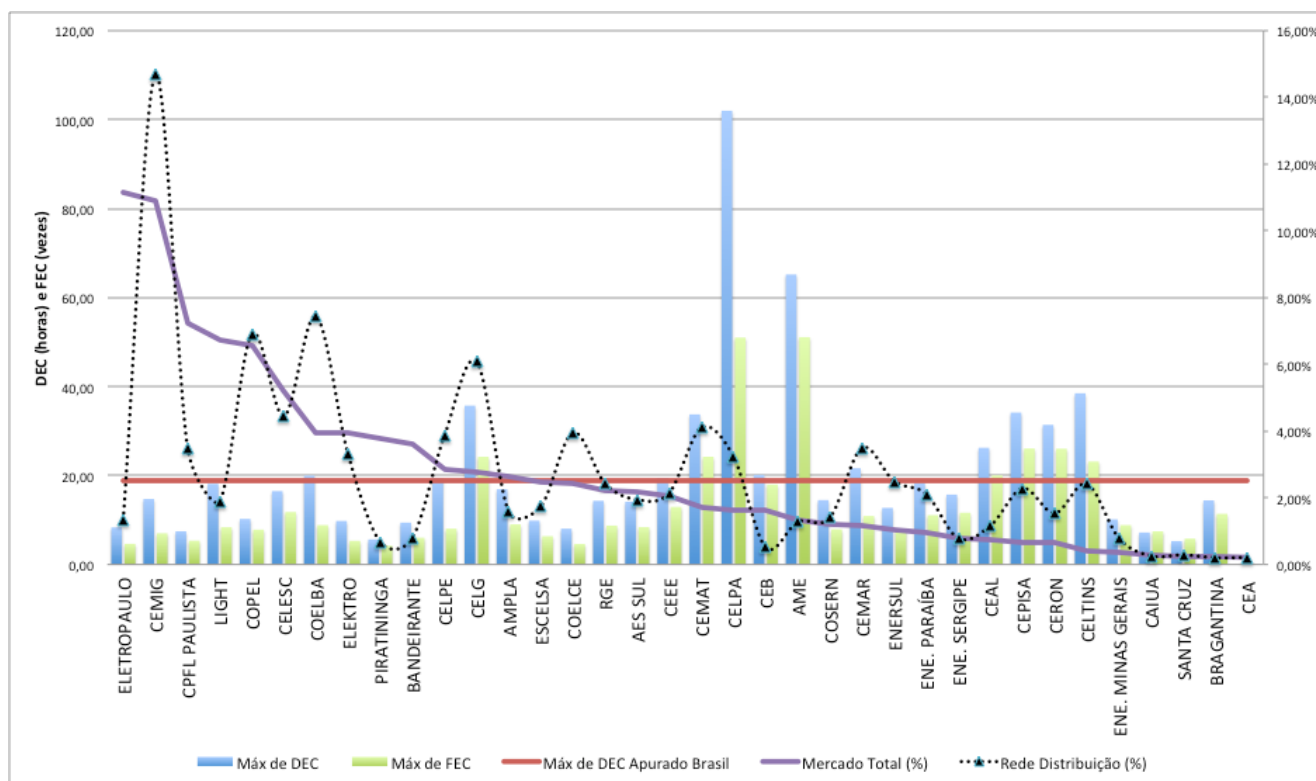


Figura 20: Comparação 36 maiores distribuidoras – DEC, FEC, Mercado total e Rede de Distribuição

Para este trabalho, é importante definir quais critérios serão utilizados na escolha das concessões analisadas. Para tanto, serão formados grupos com empresas que atendam aos requisitos que se seguem:

- i. Pertença às 36 maiores em mercado;
- ii. Representar cada região do país: Centro-Oeste, Norte, Nordeste, Sudeste e Sul;
- iii. Participem do Plano de Resultados ANEEL.

O citado Plano de Resultados ANEEL envolve 16 distribuidoras do país que apresentam recente aumento em reclamações feitas por consumidores, envolvendo tanto reclamações por interrupção no fornecimento de energia elétrica quanto de qualidade de atendimento da empresa a solicitações.

Tendo por base os critérios, foram escolhidas as distribuidoras presentes na Figura 21 para análise, a partir das quais poderão ser identificados conjuntos de aspectos das concessões que têm influência no resultado de um cenário de implantação de Redes Elétricas Inteligentes.

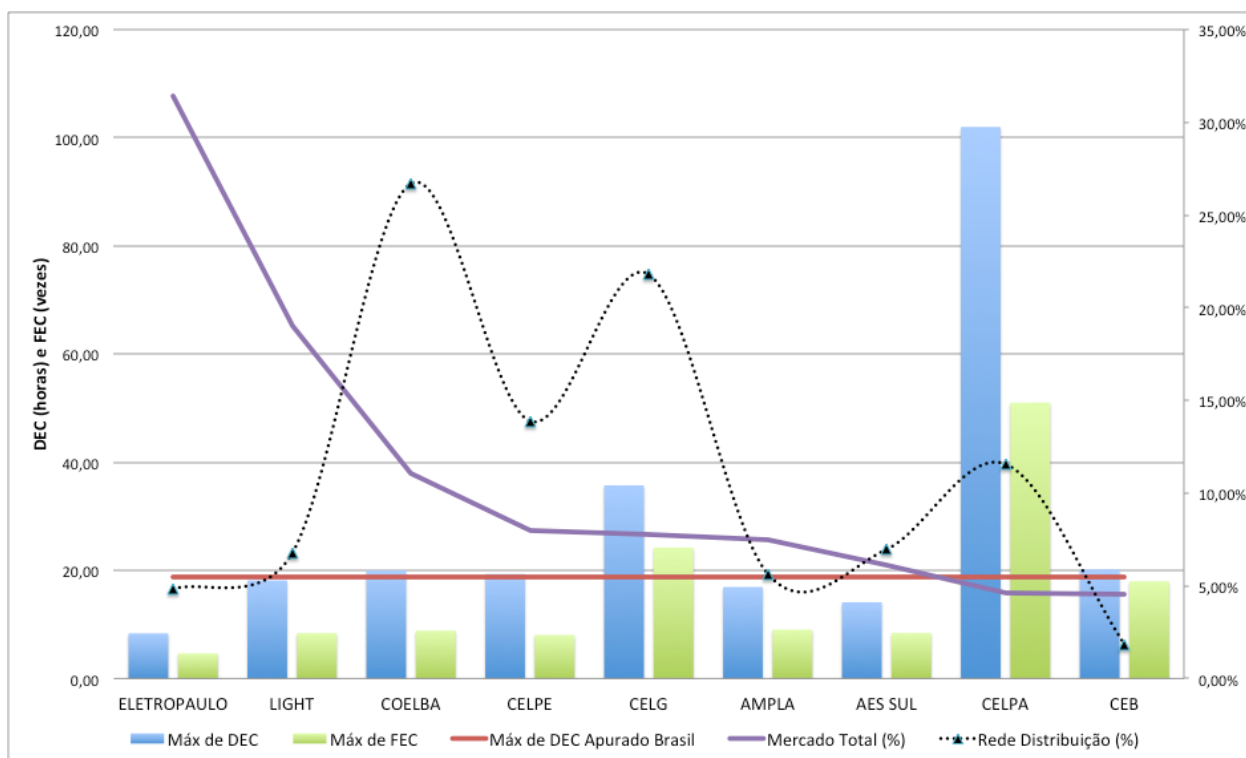


Figura 21: Comparação distribuidoras selecionadas – DEC, FEC, Mercado total e Rede de Distribuição

4.3. Aplicação das metodologias de cálculo escolhidas

Para a estimativa de impacto da implementação de Redes Elétricas Inteligentes no Brasil, foram avaliados os resultados apresentados em (LAMIN, 2013). Ali, utilizando-se de dados da Agência Nacional de Energia Elétrica –ANEEL, e com base em extensa pesquisa de parâmetros nacionais e internacionais, foram estimados impactos médios para o mercado brasileiro.

Adicionalmente, é interessante verificar a visão dos agentes de distribuição sobre os impactos e a viabilidade de implantação desta tecnologia. Para tanto, foram avaliados também os resultados apresentados em (CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2013). É esperado que existam diferenças principalmente relacionadas aos

riscos vislumbrados pelo agente de distribuição na tomada de decisão e remuneração do investimento a ser realizado.

Assim, extrapolando os dados médios, poderia ser obtida uma estimativa para cada distribuidora escolhida neste trabalho, como forma de chegar a uma análise comparativa dos benefícios e interpretá-los com base nos aspectos específicos de cada concessão.

4.3.1. Parâmetros de custo e impacto apresentados nas metodologias

4.3.1.1. Custos considerados

Os parâmetros de custo serão aqueles apresentados em (LAMIN, 2013).

Tabela 5: Custos por Unidade Consumidora – tecnologia atual

Componente de custo	Unidade	Custo
Bloco Medição		
Medidor normal	R\$	25
Custos de substituição/ instalação medição NORMAL	R\$	0
Subtotal		25
TOTAL	R\$	25,00

Observa-se que para a manutenção da tecnologia atual, com medidores básicos, o custo é baixo. Afinal, além de a infraestrutura necessária já existir e estar instalada, as empresas de distribuição possuem estoque dos medidores e conhecem as taxas de substituição dos equipamentos, podendo desta forma realizar contratações planejadas e mais eficientes.

Já os custos para a implantação de Redes Elétricas Inteligentes a serem quantificados neste trabalho são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6: Custos por Unidade Consumidora – implantação de Redes Elétricas Inteligentes

Componente de custo	Unidade	[1]
Bloco Medição		375,00
Medidor inteligente	R\$	355,00
Custos de substituição/ instalação medição REI	R\$	20,00
In Home Display (IHD)		145,00
In Home Display	R\$	125,00
Instalação In Home Display	R\$	20,00
Automação		58,58
Instalação	R\$	53,25
O&M	R\$	5,33
Telecomunicações		156,20
Infraestrutura de telecomunicações	R\$	142,00
O&M telecomunicações	R\$/ano	3,55
Custo de serviço de telecomunicações	R\$/ano	10,65
Tecnologia da informação (TI)		58,58
Infraestrutura de TI	R\$	53,25
O&M TI	R\$/ano	5,33
Outros		13,50
Gasto anual com logística	R\$/ano	12,50
Campanha de comunicação	R\$	1,00
CUSTO TOTAL	R\$	806,85
Instalação	R\$	768,50
O&M e constantes	R\$/ano	38,35
<i>Obs.: Custos a preços de 2013</i>		

Cumpramos ressaltar que os dados de custo não foram atualizados para a presente data. Primeiro devido ao fato de terem sido obtidos da referência bibliográfica, sem informação de como tal custo varia com o tempo. Adicionalmente, as premissas adotadas incluem a análise focada no período em que os custos foram obtidos, como hipótese simplificadora, dado que o foco está na viabilidade diante de cenários fixos, com dados até 2013.

Os custos da Tabela 6 compõem o investimento mínimo requerido para uma distribuidora, no caso de implantar solução completa de Redes Elétricas Inteligentes em um número determinado de unidades consumidoras.

Os custos aqui apresentados podem variar, pois dependem de fatores como:

- Tecnologia específica adotada;
- Fator de escala na compra: quanto maior o número de componentes adquiridos, menor o custo para o comprador;
- Infraestrutura já existente na distribuidora: as empresas podem apresentar um estágio de automação e inteligência na rede mais ou menos avançado do que o cenário médio aqui apresentado, podendo assim requerer diferentes custos quando da implantação de Redes Elétricas Inteligentes.

4.3.1.2. Benefícios considerados

De acordo com a metodologia desenvolvida em (LAMIN, 2013), serão considerados os fatores presentes na Tabela 7, que serão discutidos no item 4.3.2.

Importa ressaltar que, para fins de simplificação, tendo em vista os objetivos desse trabalho, foram desconsiderados alguns aspectos específicos em relação ao apresentado na referência utilizada.

Tabela 7: Impactos esperados com a implantação de Redes Elétricas Inteligentes

FATOR CONSIDERADO	VALOR REFERÊNCIA	REDUÇÃO ESPERADA
Eficiência Energética		
Demanda de ponta (kW)	Considera um percentual de crescimento anual da demanda de ponta de 5,0%	5% demanda de ponta (kW)
Consumo de energia (kWh)	Redução de consumo valorada ao Custo Marginal de Operação de R\$ 102,00/MWh	5% de redução (kWh)
Novas plantas geração	Adota-se a demanda máxima instantânea no sistema interligado nacional de 78.032 MW e um valor do investimento em geração de 2.888 R\$/kW	5% (decorrente da redução de ponta)
Melhoria da qualidade do serviço (continuidade)		

Perdas não técnicas	6,70% da energia injetada no sistema de distribuição (valor médio Brasil)	33,3% (as perdas não técnicas passariam a 4,47% após 13 anos)
Perdas técnicas	7,27% da energia injetada no sistema de distribuição (valor médio Brasil)	2,0% (as perdas técnicas passariam a 7,18% após 13 anos)
Energia não distribuída	Custo para a sociedade, em termos de produção perdida no caso de falta de energia	5.100 R\$/MWh
Redução DEC	Redução do período total que o consumidor fica sem o fornecimento de energia elétrica	40%
Custos operacionais		
Leitura	R\$ 0,5 por leitura	reduz em 95%
Outros		
Inadimplência	Valor médio Brasil: 1,06%	35%
Custos evitados com compras de medidores básicos	R\$ 25 por medidor	Benefícios após 14 anos.

4.3.1.3. Cenários e valoração dos benefícios considerados

Foram definidos três cenários para a implantação de REI nas distribuidoras escolhidas. Para fins de simplificação, assumiu-se um consumo médio por unidade consumidora, não sendo consideradas as diferenças entre as classes de consumidores.

Entende-se, portanto, que os percentuais sugeridos são aplicados sobre o número total de unidades do ano mais recente da base de dados de cada distribuidora em análise.

Tabela 8: Dados utilizados para a construção dos cenários

	Unidade	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Unidades Consumidoras abrangidas	%	20%	50%	70%
Com In Home Display (IHD)	-	Sim	Sim	Sim
Taxa Crescimento de Mercado	%	1%	1%	1%

Custo Marginal de Expansão - CME	R\$/MWh	154	154	154
Expansão da Geração (PDE 2014)	MW/ano	3.800	3.800	3.800
CAPEX médio 2010-2015 - Leilões de Energia Nova, Estruturantes e de Fontes Alternativas	R\$/kW	2.888	2.888	2.888
Inadimplência média - Setor de Distribuição	%	1,06%	1,06%	1,06%

De forma a potencializar os resultados, conforme (LAMIN, 2013), assume-se que a solução contempla o *In Home Display – IHD*, que permite ao consumidor visualizar e gerenciar seu consumo, possibilitando a atuação do consumidor e a resposta pelo lado da demanda.

O crescimento de mercado foi estimado com base em dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE de 2015 e 2016, que apontam redução na taxa de crescimento do mercado de energia elétrica.

O Custo Marginal de Expansão – CME foi obtido em (Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2015). Segundo o documento, o CME estima o custo futuro de expansão da geração, levando em consideração os preços previstos para a energia bem como as fontes a serem contratadas. Esse valor é utilizado para quantificar os ganhos classificados como eficiência energética, pois representam a postergação de investimentos em ampliação do sistema de distribuição.

Já o valor anual projetado de expansão da geração é obtido no Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 – PDE 2024 (Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2015). Assume-se, para tanto, que a expansão de geração é contratada para suprir o mercado das distribuidoras. Assim, para cada distribuidora supõe-se que a expansão da geração contratada para o SIN seria proporcional à parcela que a distribuidora escolhida tem do mercado nacional, conforme apresentado na seção 4.3 do presente documento.

Por fim, adota-se para a valoração da redução observada na contratação de novas plantas de geração o custo médio de implantação, informado pelos vendedores, de

usinas contratadas entre 2010 e 2015 em leilões de expansão, quais sejam: Leilões de Energia Nova, Leilões de Fontes Alternativas e Leilões Estruturantes. O valor é obtido a partir dos resultados consolidados publicados no site da CCEE¹.

4.3.2. Custos e benefícios aplicados aos dados das distribuidoras em análise

A definição dos investimentos em Redes Elétricas Inteligentes e dos benefícios advindos de sua implantação passa pela quantificação dos mesmos, de acordo com os dados das distribuidoras escolhidas.

Para simplificação dos cálculos, tendo em vista que o objetivo é verificar as especificidades dos dados analisados em relação aos custos e benefícios valorados, admite-se o montante total de investimento realizado inicialmente, não considerando investimentos ao longo do tempo.

Assim, os custos de implantação apresentados na Tabela 6 são aplicados sobre o número de unidades consumidoras definidas em cada cenário, sem distribuição ao longo dos anos, o que resulta em montante de investimento requerido para atingir o cenário em questão.

Quanto aos benefícios, os valores apresentados na Tabela 7 serão aplicados conforme apresentado nos itens a seguir.

4.3.2.1. Redução de demanda na ponta

Conforme apresentado na Tabela 7, é esperado que haja redução de 5% na demanda de ponta como impacto da implantação de REI. Tal redução implica em maior carregamento da rede, uma vez que o consumidor pode distribuir melhor a carga durante o dia.

¹ https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes

Considera-se ainda que os investimentos realizados por uma distribuidora são aqueles necessários para manter a qualidade de atendimento diante do crescimento do mercado.

Com a rede mais carregada ao longo do dia, ou seja, sendo utilizada com mais eficiência, são postergadas as necessidades de investimento para atendimento desse crescimento, proporcionalmente ao cenário de implantação.

A média de investimentos nos últimos anos para cada distribuidora é pública, obtida por meio do sítio eletrônico, divulgada em relatórios de resultados anuais, sobre a qual é aplicada a redução esperada.

4.3.2.2. Redução no consumo de energia

O mercado de uma distribuidora é heterogêneo, sendo dividido em diversas classes com diferentes características. No entanto, admite-se simplificação para fins de estimativa de redução que consiste em valor médio de consumo para aquela distribuidora, por unidade consumidora. Assim, o mercado total, em megawatt-hora, é dividido pelo número total de unidades consumidoras, gerando o consumo médio anual.

A implantação de REI tem como resultado esperado a redução do consumo em 5%. A partir do consumo médio citado, a redução esperada é proporcional aos cenários adotados.

Percebe-se que a estratificação em classes gera resultados mais precisos, porém para uma estimativa inicial considera-se tal aproximação satisfatória.

4.3.2.3. Novas plantas de geração

A cada ano são realizados leilões regulados para a contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, que visam atender à expansão de mercado do Ambiente de Contratação Regulada – ACR, composto pelo mercado das distribuidoras (Instituto Accende Brasil, 2011).

Conforme já explicado na seção 4.3.1.3, o planejamento do setor prevê uma necessidade de expansão tomando por base premissas de crescimento do mercado nacional nos próximos anos. Assim, a redução esperada na necessidade anual de contratação de novas plantas de geração é um benefício resultante das REI, tendo em vista que a utilização mais eficiente dos recursos existentes de geração posterga a necessidade de investimentos nesse setor também. Sua valoração é proporcional tanto à parcela de mercado que a distribuidora escolhida representa, quanto ao cenário adotado.

4.3.2.4. Perdas não-técnicas e perdas técnicas

No campo da qualidade do serviço, são esperadas reduções significativas nas perdas, que são compostas pelas perdas não-técnicas e técnicas. Em ambos os casos, a redução é aplicada sobre o valor médio das perdas da distribuidora em análise, obtida a partir das bases de dados previamente apresentadas, também proporcionalmente ao cenário em estudo.

As perdas técnicas são resultado de características construtivas dos equipamentos elétricos, como aquecimento, eficiência, dentre outras. Já as perdas não-técnicas são as ligações irregulares, grande fonte de receita não faturada pela distribuidora. Por isso, o benefício da implementação de REI é maior na redução de perdas não-técnicas, uma vez que são gerenciáveis pelas distribuidoras.

4.3.2.5. Redução do DEC e Energia Não Distribuída

Conforme apresentado na seção 3.2, o indicador DEC diz respeito à quantidade de horas que um número de unidades consumidoras fica sem energia em determinado período de tempo.

Uma consequência direta do período de interrupção do fornecimento é o custo da Energia Não Distribuída, que representa os dispêndios da distribuidora com os efeitos

diretos e indiretos da interrupção no fornecimento, como ressarcimentos por danos elétricos em equipamentos de consumidores, custos com operação e restauração do fornecimento, além do dano à imagem da empresa, dentre outros (LAMIN, 2013).

Assim, a redução do DEC, em horas, é obtida a partir do índice mais recente da empresa em análise, proporcionalmente ao cenário adotado, e a energia desse período é valorada pela Energia Não Distribuída, representando o benefício econômico decorrente da melhora do indicador.

4.3.2.6. *Redução das compensações*

As compensações aos consumidores são decorrentes da violação dos indicadores individuais de continuidade (DIC, FIC e DMIC)².

Sendo o benefício a redução do montante pago pela empresa devido a tais transgressões, utiliza-se a média de compensações pagas pela empresa em análise dos últimos anos para estimar a redução esperada nos pagamentos após a implantação das REI.

4.3.2.7. *Redução de custos operacionais: leitura de consumo*

Neste trabalho foi considerado, para simplificação, apenas a redução de custos referente à não necessidade de campanha de medição para a unidade consumidora com REI instalada, uma vez que os dados são obtidos diretamente do sistema.

4.3.2.8. *Redução da inadimplência*

Para valorar a inadimplência média do setor de distribuição, aplicou-se a tarifa média da distribuidora obtida do site da ANEEL. Assim, a redução esperada é proporcional ao cenário de implantação definido.

² Mais informações sobre compensações: <http://www.ANEEL.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade>

5. RESULTADOS

A proposta desse trabalho é verificar como as diferentes características de uma concessão de distribuição impactam os custos e benefícios de uma possível implantação de sistemas de REI. Para tanto, foram mantidas as premissas bases da análise desenvolvida em (LAMIN, 2013), de forma que se considera, além do percentual de instalação de medidores inteligentes em relação ao total de unidades consumidoras, os gastos e implantação proporcionais com as demais infraestruturas envolvidas, como telecomunicações, automação e TI. Admite-se, portanto, que a solução adotada é completa.

Com o intuito de verificar a relação dos resultados obtidos com algumas das características específicas das concessões, serão apresentados gráficos com o resultado obtido em relação à Tarifa Média, em R\$/MWh, de cada distribuidora, bem como à representatividade da empresa no mercado nacional.

Nas próximas seções, serão apresentados alguns dados obtidos a partir das análises aplicadas às distribuidoras escolhidas.

5.1. Resumo dos benefícios obtidos

5.1.1. Conjunto de características comuns às concessões analisadas

Na seção 4.2 foram apresentados os critérios para escolha das concessões a serem estudadas neste trabalho. Para tanto, a análise teve foco em características que variam fortemente entre as concessionárias, de forma a obter um grupo que represente a diversidade de situações técnicas e regulatórias presentes nas concessões em todo o território nacional, conforme será apresentado nos próximos parágrafos.

Como resultado, a metodologia para estimativa dos custos e benefícios da implantação de Redes Elétricas Inteligentes aqui apresentada, adaptada de (LAMIN, 2013), foi aplicada aos dados das empresas escolhidas, conforme exposto no Capítulo 4, relacionadas a seguir:

1. AES Eletropaulo: localizada na região Sudeste, a concessão abrange a cidade de São Paulo;
2. Light: localizada na região Sudeste, a concessão abrange a cidade do Rio de Janeiro;
3. Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA: localizada na região Nordeste, abrange 415 dos 417 municípios do Estado da Bahia;
4. Companhia Energética de Pernambuco – CELPE: localizada na região Nordeste, a concessão abrange 184 municípios do Estado de Pernambuco, além de Fernando de Noronha e 1 município na Paraíba;
5. Ampla Energia e Serviços – AMPLA: localizada na região Sudeste, a concessão abrange 66 municípios do Estado do Rio de Janeiro;
6. Centrais Elétricas de Goiás Distribuição - CELG D: localizada na região Centro Oeste, atende a 237 municípios do Estado de Goiás, que corresponde a cerca de 98% do território estadual;
7. AES Sul: localizada na região Sul, a concessão abrange 118 municípios do Estado do Rio Grande do Sul, incluindo a capital Porto Alegre;
8. Companhia de Eletricidade de Brasília – CEB: localizada na região Centro-Oeste, a concessão atende ao Distrito Federal; e
9. Centrais Elétricas do Pará – CELPA: localizada na região Norte, a concessão abrange todo o Estado do Pará.

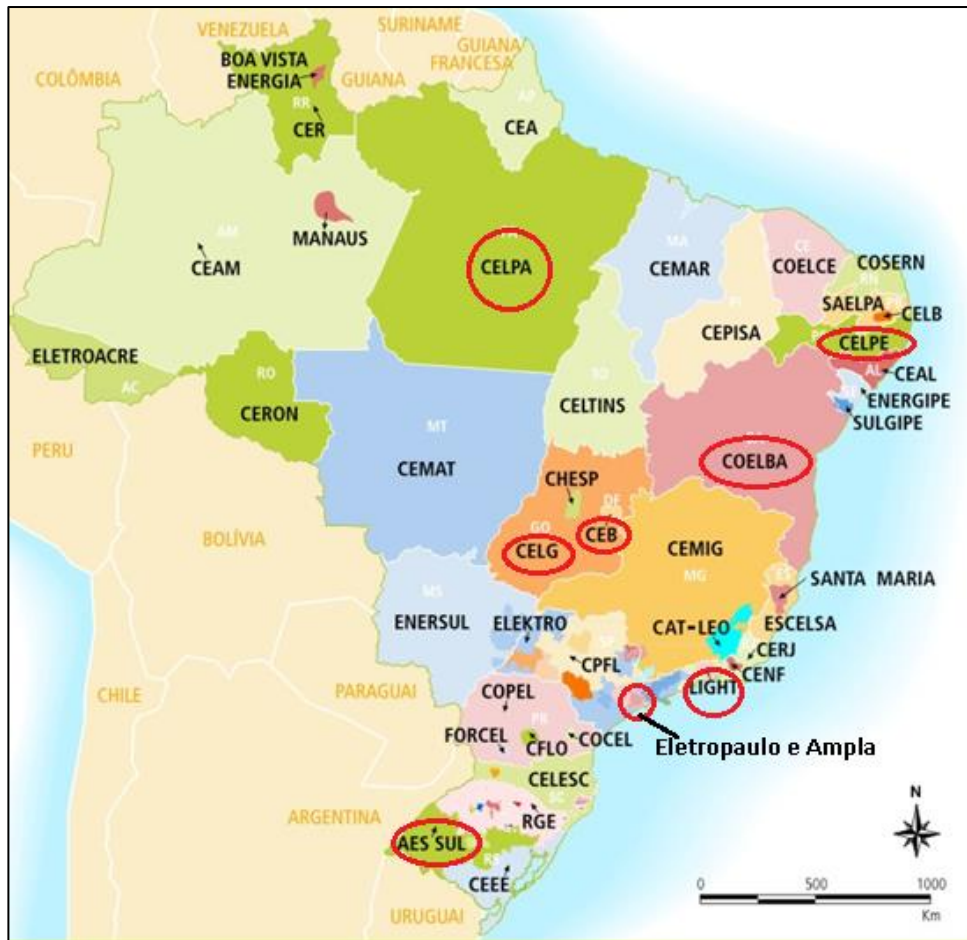


Figura 22: Concessionárias de distribuição analisadas

Fonte: ANEEL - Atlas de Energia do Brasil 2a Edição

A princípio, se observa que a heterogeneidade pretendida na escolha já se reflete na extensão territorial das distribuidoras analisadas, pois enquanto algumas compreendem as maiores cidades do país, com mercado extremamente concentrado e urbano, outras possuem extensões territoriais imensas.

Assim, além de fatores técnicos, as concessões apresentam também grande complexidade territorial, configurando desafios para a manutenção da qualidade do atendimento ao consumidor:

- mercados pouco concentrados, com grandes extensões de rede em situações climáticas muitas vezes extremas;
- mercados concentrados e de grande consumo, em áreas de risco e difícil acesso de autoridades;

- grande quantidade de consumidores em área rural; de difícil acesso para equipes de manutenção.

Considerando os potenciais de benefícios esperados decorrentes da instalação de Redes Elétricas Inteligentes, as nove distribuidoras foram analisadas no intuito de definir conjuntos de características que podem ser determinantes para a viabilidade de um projeto.

Os parâmetros mais aderentes à análise foram:

1. Perdas não-técnicas, em relação ao mercado total da empresa: a redução de perdas correspondentes à energia não faturada porém consumida representa grande preocupação das concessões de distribuição brasileiras. As Redes Elétricas Inteligentes podem dificultar a recorrência dessas ligações ilegais, ao automatizar medições, ligamentos e desligamentos de unidades consumidoras;
2. Tarifa Média, em R\$/MWh: o nível tarifário é importante para a definição do tempo para amortização do investimento, tendo em vista o cenário adotado de não haver subsídios financeiros à adoção da tecnologia;
3. Tamanho de mercado, em percentual do mercado total nacional: um grande benefício decorrente da inserção de inteligência e automação nas redes de distribuição é a resposta pelo lado da demanda. Com o consumidor conhecendo em detalhes seu perfil de consumo, poderia programar seu uso para horários de menos utilização da rede, além de identificar e adotar mais facilmente medidas de eficiência energética.

As considerações expostas acima resultam no gráfico da Figura 23, que mostram a similaridade entre esses conjuntos de características entre as empresas analisadas.

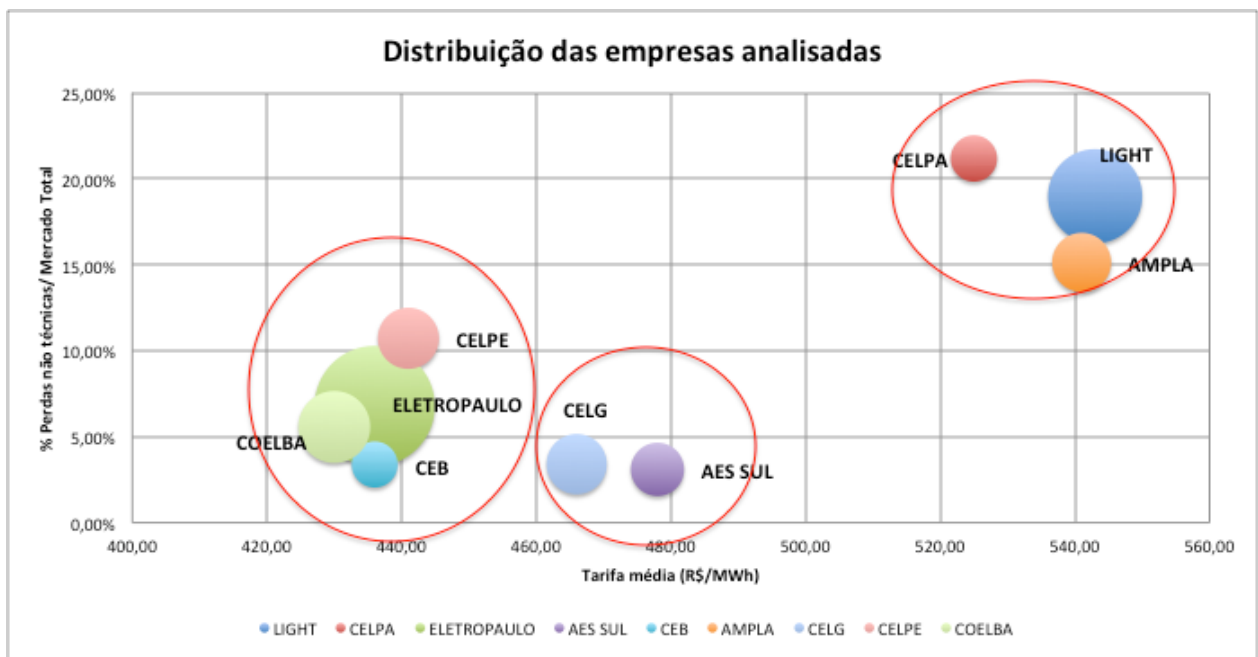


Figura 23: Distribuição das empresas analisadas, de acordo com Perdas não técnicas (%), Tarifa Média (R\$/MWh) e tamanho de mercado

No primeiro grupo, são observadas quatro empresas que além de ter nível tarifário menor, apresentam perdas não técnicas entre baixas e médias. Com relação a tamanho de mercado, são mercados menores, com exceção da Eletropaulo, a maior distribuidora em níveis de consumo do país.

Um segundo grupo é formado por duas empresas, que também possuem mercado menor, e nível tarifário intermediário. Além disso, não apresentam altos valores de perdas não-técnicas.

Por fim, pode ser identificado um terceiro grupo, que possui nível tarifário alto e grande nível de perdas não técnicas. O mercado mais significativo é da empresa Light, que atende à segunda maior cidade do país.

Tabela 9: Resumo - características comuns das concessões analisadas

Nível Tarifário	Perdas não técnicas		
	Baixas	Médias	Altas
Baixa	GRUPO 1 ELETROPAULO CELPE CEB COELBA		
Média	GRUPO 2 CEB AES SUL		
Alta			GRUPO 3 AMPLA LIGHT CELPA

5.1.2. Distribuição dos benefícios obtidos em relação ao total

Para identificar qual benefício contribuiu com maior parcela em relação ao total quantificado, o gráfico da Figura 24 reúne a distribuição, em relação ao total de benefícios quantificados em cada concessão, de cada aspecto abordado pela metodologia utilizada.

As tabelas com os dados de cada distribuidora serão apresentadas como anexo a este trabalho.

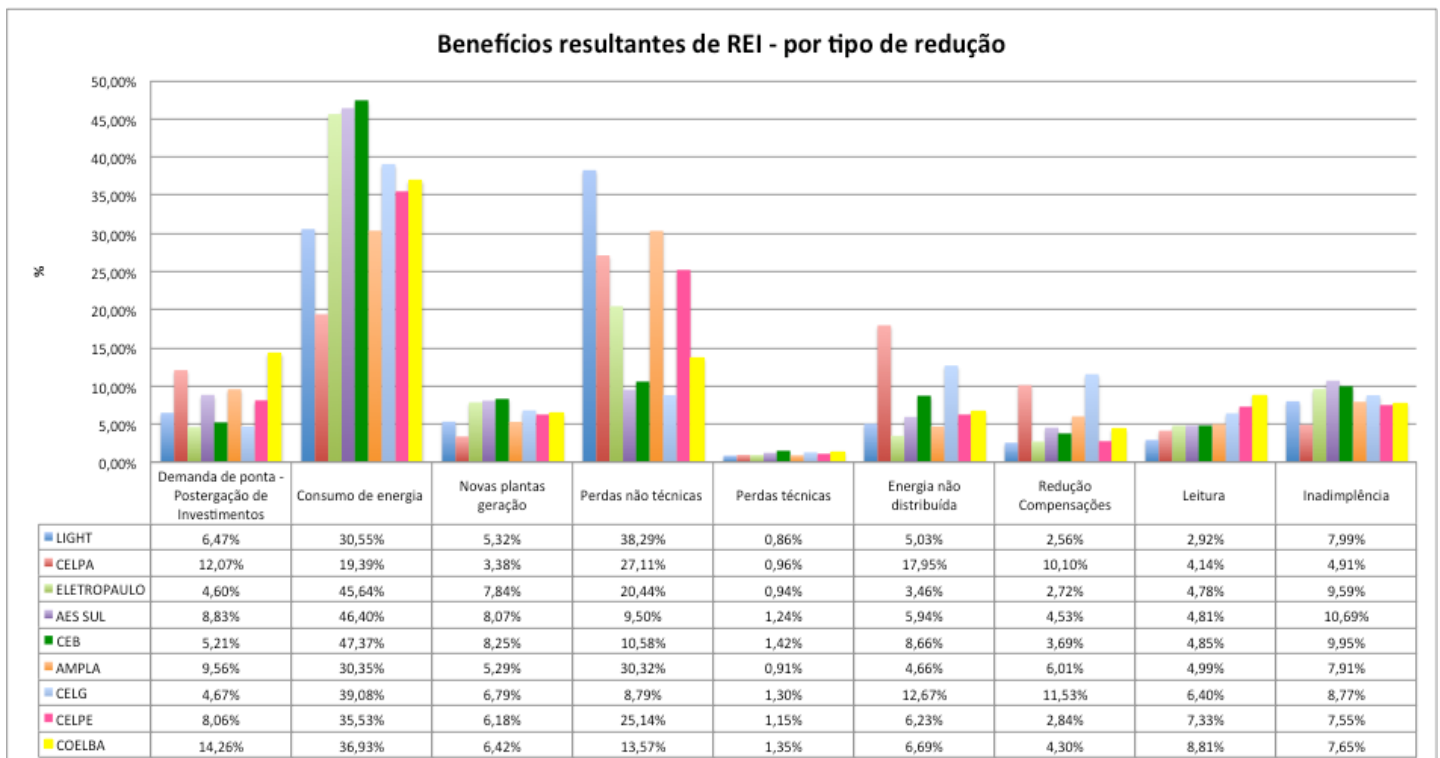


Figura 24: Distribuição dos benefícios em cada distribuidora, por classe (%)

Assim, observa-se que a o maior montante de benefícios, em todas as concessões, seria decorrente da redução do consumo de energia. Em seguida, viriam os benefícios relacionados à redução de perdas não-técnicas, seguidos de benefícios relacionados à melhoria na continuidade do serviço (redução de Energia Não Distribuída e Redução das compensações).

Outro resultado interessante é que fatores técnicos como postergação de investimentos na expansão da capacidade de geração, ou mesmo na expansão e melhoria da distribuição, não foram tão representativos quanto aspectos comerciais, como perdas não técnicas ou inadimplência.

5.2. Tempo de *Payback*

Um fator interessante para a análise de viabilidade de um empreendimento é o tempo de *payback* (CAMARGO, 1998). O tempo de *payback* permite avaliar em quanto tempo um investimento é superado pelo retorno resultante. De forma a considerar o valor do

investimento para a distribuidora, considerou-se o *payback* descontado, utilizando-se o WACC³ do setor de 8,09% (ANEEL, 2015).

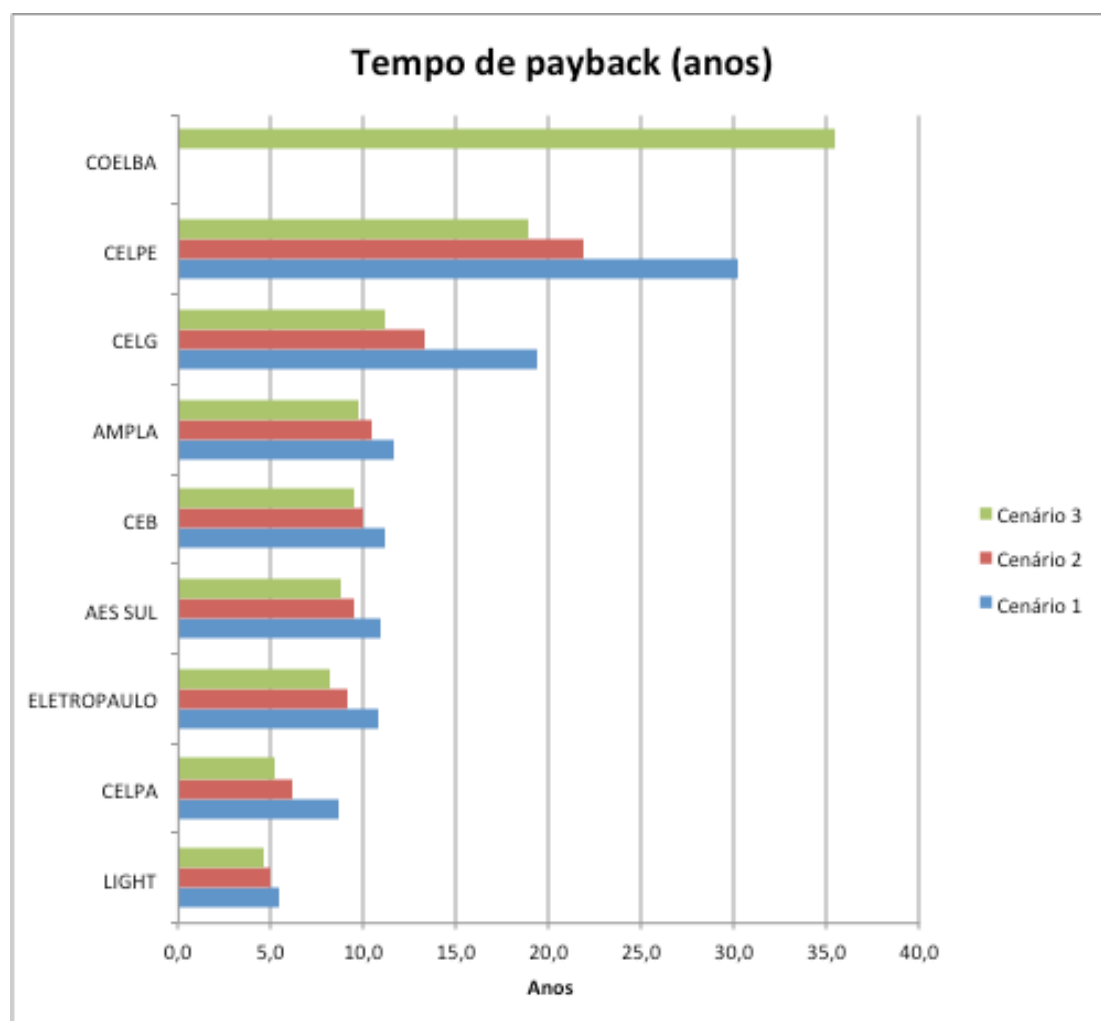


Figura 25: Tempo de *payback* por distribuidora, em cada cenário

A análise do tempo de *payback* é importante também para comparação com os cenários de troca dos equipamentos instalados. Conforme demonstrado em (LAMIN, 2013), tendo por base também outros estudos da área, a vida útil média dos equipamentos utilizados em Redes Elétricas Inteligentes estimado é entre 10 e 15 anos.

Portanto, ao final do período de vida útil, é esperado novo investimento para troca dos equipamentos depreciados. Nesse contexto, um investimento que ainda não tenha sido

³ Do inglês, significa Custo Médio Ponderado de Capital”. É a taxa de remuneração do capital investido pela empresa no negócio de distribuição.

amortizado entre 10 e 15 anos após sua realização se torna financeiramente pouco interessante para o concessionário.

Cabe lembrar ainda que as análises foram feitas tendo por base alguns cenários de implantação, conforme Tabela 8 apresentada anteriormente. A variação essencial entre eles é a quantidade de unidades consumidoras com instalação da tecnologia: no Cenário 1, seria 20% do total de unidades da distribuidora; no Cenário 2, 50% das unidades consumidoras e no Cenário 3, 70% do total de unidades consumidoras. Assim, ainda que tenham premissas parecidas, o número total de unidades consumidoras varia entre as distribuidoras analisadas, bem como o consumo considerado.

Inicialmente, é possível observar na Figura 25 que os cenários de menor implantação não se mostraram viáveis em concessão da COELBA, uma vez que o investimento inicial dificilmente seria amortizado apenas mediante o benefício estimado obtido, descontado pelo WACC em vigor. Ainda assim, no cenário de maior implantação seriam necessários cerca de 35 anos para a amortização, o que extrapolaria inclusive o período da concessão, não se mostrando portanto um investimento recomendável.

Outro resultado interessante é que, apesar do grande investimento inicial, os cenários apontam para um retorno mais rápido quando há mais unidades consumidoras abrangidas. Assim, em todos os casos, o Cenário 3 apresenta menor tempo de *payback*, indicando que o maior investimento inicial também confere maior retorno em benefícios à distribuidora.

Em contrapartida, cabe analisar a conveniência de se realizar maior investimento perante o resultado esperado. Em alguns casos, o investimento do Cenário 3, que é cerca de três vezes maior que o do Cenário 1, gera redução no tempo de *payback* de cerca de 2 anos. Assim, a menos que haja importantes metas a serem cumpridas, que coloquem em risco a viabilidade da própria concessão, pode não ser razoável aumentar o montante a ser investido diante do resultado esperado. É o que se verifica para uma possível implantação nas concessões de Eletropaulo, AES Sul, CEB e Ampla, conforme Tabela 10.

Já no caso da Light, por exemplo, a implantação se mostra extremamente viável em todos os cenários, não havendo um ganho expressivo de tempo de *payback* frente ao aumento do investimento entre os cenários.

Tabela 10: Tempo de *payback* nos cenários adotados

Concessionária	Região	Tempo de <i>payback</i> (anos) Cenário 1	Tempo de <i>payback</i> (anos) Cenário 2	Tempo de <i>payback</i> (anos) Cenário 3
LIGHT	SE	5,4	4,9	4,6
CELPA	N	8,6	6,2	5,2
ELETROPAULO	SE	10,8	10,0	9,5
AES SUL	S	10,9	9,5	8,8
CEB	CO	11,1	9,1	8,2
AMPLA	SE	11,6	10,4	9,7
CELG	CO	19,3	13,3	11,1
CELPE	NE	30,2	21,8	18,8
COELBA	NE	-	-	35,4

Os resultados apontam ainda que, independentemente das características específicas da concessão e dos compromissos regulatórios associados, há relação inversa entre o nível de tarifa média da empresa, em R\$/MWh, com o tempo de *payback* resultante da implantação da solução de Redes Elétricas Inteligentes. Conforme ilustrado na Figura 26, há uma tendência de que o investimento se pague em menos tempo quando a tarifa da empresa é mais alta, sendo que no Cenário 3 tal resultado se acentua.

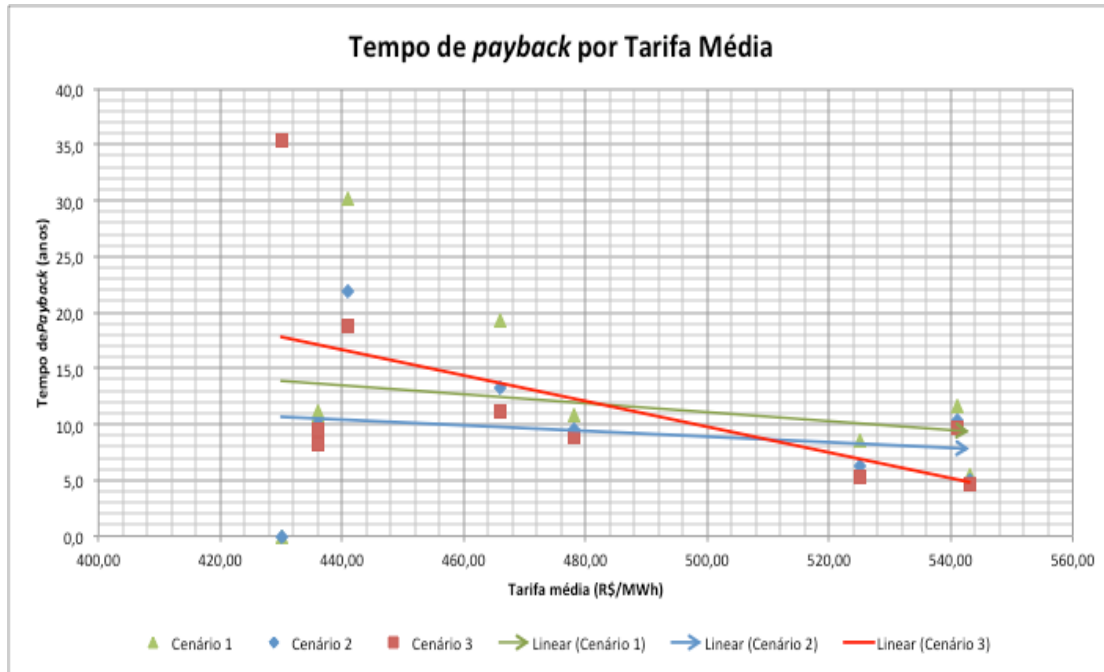


Figura 26: Tempo de *payback* x Tarifa Média

5.3. Redução de DEC obtida

A redução de DEC foi analisada para os três cenários definidos, tendo por base os impactos esperados com a implantação de Redes Elétricas Inteligentes, assumidos como premissa a partir das análises de (LAMIN, 2013) e constantes da Tabela 7, aplicados para cada concessionária.

Cumprir destacar que os resultados são proporcionais à quantidade de unidades consumidoras abrangidas na implantação e, dessa forma, a redução se mostrou uniforme em cada cenário, sendo de cerca de:

- 12% no Cenário 1;
- 30% no Cenário 2; e
- 42% no Cenário 3.

A importância da redução do DEC em termos de horas totais se dá na redução do montante de compensações pagas ao consumidor final, conforme citado em 4.3.2.5 e 4.3.2.6, bem como no que tange às obrigações regulatórias de manutenção da qualidade de produto e serviço que devem ser perseguidas pelos concessionários de distribuição,

uma vez que são exigências contratuais e seu descumprimento pode, em última instância, levar à caducidade da concessão. Cabe destacar que, sob esse último aspecto, as concessionárias objeto da presente análise tiveram como critério de escolha justamente estarem submetidas a requisitos específicos por parte do Regulador, a exemplo do Plano de Resultados, justamente pela dificuldade de atingirem requisitos de qualidade considerados satisfatório.

Considerando ainda que a premissa de impacto adotada (LAMIN, 2013) é uma relação percentual ao valor inicial do DEC praticado pela concessionária, os resultados sempre apresentarão uma maior redução para aquelas situações em que o prestador do serviço esteja com sua operação mais degradada, praticando um maior tempo médio de interrupção de fornecimento.

A redução de horas totais em que a sociedade fica sem fornecimento de energia é um benefício valorado à Energia Não Distribuída, representando valor de produção referente à energia interrompida.

Já a redução do indicador geral, DEC, tem reflexos nos indicadores individuais (DIC, FIC, DMIC), responsáveis pelas compensações pagas. Assim, espera-se também que tais indicadores apresentem melhora e, por consequência, redução nas compensações. Tal aferição é importante pois a compensação representa redução na receita da distribuidora, podendo inclusive agravar a qualidade do fornecimento, uma vez que tal recurso poderia ser reinvestido na concessão em forma de expansão ou melhorias.

Diante do apresentado, observa-se que a maior redução estimada no Cenário 3 está ligada à premissa de que haverá maior quantidade de unidades consumidoras abrangidas neste cenário. No entanto, tal premissa também significa montante maior de investimento inicial pela distribuidora, o que pode ser um fator limitante à factibilidade de sua adoção.

De forma a analisar os resultados obtidos em termos de redução dos indicadores para as concessionárias, estimou-se um indicador denominado Necessidade de Redução de DEC, que estima o quanto a empresa precisaria aprimorar seus indicadores de forma a atingir a meta estabelecida pela ANEEL.

$$Necessidade\ de\ redu\c{c}\tilde{a}\tilde{o}\ de\ DEC = \frac{DEC\ apurado}{DEC\ meta} - 1 \quad (10)$$

Assim, a necessidade de redu\c{c}\tilde{a}\tilde{o} mostra o qu\~{a}\tilde{o} distante de sua meta a distribuidora est\~{a}, exigindo maiores esfor\c{c}\tilde{o}s para melhorar seus \u00edndices. Comparando os dados dos anos de 2013 e 2015, temos os resultados da Tabela 11, mostrada a seguir.

Tabela 11: Necessidade de redu\c{c}\tilde{a}\tilde{o} de DEC em rela\c{c}\tilde{a}\tilde{o} \u00e0 meta - 2013 e 2015

Caracter\u00edsticas	Concession\u00e1ria	Regi\u00e3o	Necessidade de redu\c{c}\tilde{a}\tilde{o} de DEC em rela\c{c}\tilde{a}\tilde{o} \u00e0 meta (%) 2013	Necessidade de redu\c{c}\tilde{a}\tilde{o} de DEC em rela\c{c}\tilde{a}\tilde{o} \u00e0 meta (%) 2015
Grupo 1	ELETROPAULO	SE	-3,36%	193,42%
Grupo 1	COELBA	NE	3,74%	48,89%
Grupo 1	CELPE	NE	11,16%	24,74%
Grupo 1	CEB	CO	66,06%	47,48%
Grupo 2	AES SUL	S	-1,81%	47,34%
Grupo 2	CELG	CO	99,11%	173,50%
Grupo 3	AMPLA	SE	29,46%	139,57%
Grupo 3	LIGHT	SE	100,11%	42,00%
Grupo 3	CELPA	N	169,34%	20,26%

Inicialmente, percebe-se que houve grande aumento das necessidades de melhoria de indicadores entre os anos de 2015 e 2013, o que pode ser confirmado por meio da divulga\c{c}\tilde{a}\tilde{o} feita pela \u00e1g\u00eancia dos \u00edndices verificados, reproduzidos na se\c{c}\tilde{a}\tilde{o} 3.5 deste trabalho.

Destaca-se o caso da Eletropaulo, que at\u00e9 2013 apresentava \u00edndices apurados abaixo do limite, e em 2015 encontra-se em situa\c{c}\tilde{a}\tilde{o} de viola\c{c}\tilde{a}\tilde{o} em quase o dobro do limite.

Por outro lado, s\u00e3o verificados tamb\u00e9m casos de esfor\c{c}\tilde{o} para atingimento de metas, como pode ser visto para as empresas Light e CELPA, que em 2015 encontram-se muito mais pr\u00f3ximos dos limites estabelecidos para seus indicadores de continuidade que em 2013.

Cabe citar que, em alguns casos, houve correções nas apurações de indicadores de continuidade das empresas, o que levou também à correção de índices. Mesmo no cenário de correção, o órgão regulador continua a exigir o cumprimento das metas, cabendo à empresa definir as estratégias para alcance de seus objetivos.

Diante do apresentado na seção 5.2, referente ao tempo de *payback*, pode ser interessante verificar se a viabilidade da implantação de Redes Elétricas Inteligentes se justifica perante a necessidade de redução de DEC enfrentada pela distribuidora.

Conforme ilustrado no gráfico da Figura 24, comentado na seção anterior, os benefícios relacionados a DEC e FEC - Redução da Energia Não Distribuída e Redução de Compensações por transgressão de limites de indicadores - não estão entre os que compõem a maior parte dos benefícios financeiros verificados, e por isso devem ser analisados diante da importância para a empresa em atingir as metas.

Cabe lembrar que as empresas aqui analisadas, com exceção da CELPA, encontram-se em processo de acompanhamento pela ANEEL no âmbito do Plano de Resultados, iniciado em 2015. Isso se deve ao fato de que foi verificada degradação em seus índices de qualidade pela agência, tanto no que se refere ao serviço quanto ao produto. Assim, o atingimento de melhora na qualidade é objetivo de todas, em maior ou menor magnitude.

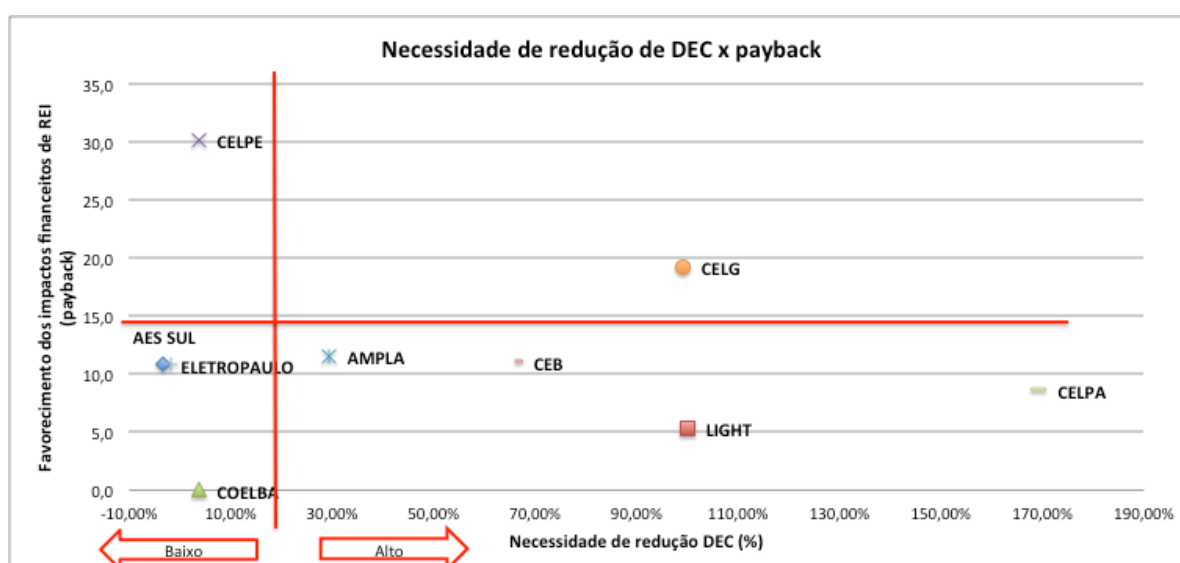


Figura 27: Necessidade de redução de DEC para atingimento de metas e tempo de *payback*

A Figura 27 mostra que, em relação ao tempo de *payback*, as empresas apresentadas na seção 5.1.1 como sendo de menor nível tarifário e menor necessidade de redução de perdas, classificadas como Grupo 1 (Eletropaulo e CELPE), encontram-se também com menor necessidade de redução de DEC com os dados de 2013 (menos que 20% para atingir a meta). Assim, confirma-se que a viabilidade na concessionária Eletropaulo é em grande parte devido ao potencial de economia proporcionado pela implantação de Redes Elétricas Inteligentes em seu mercado concentrado. A exceção encontra-se na COELBA, que não mostrou viabilidade nos cenários.

Já as empresas com nível tarifário intermediário e com baixa necessidade de redução de perdas, classificadas como Grupo 2 (CELG, CEB e AES Sul) têm na redução de DEC seu diferencial: a CELG tem índices muito elevados, e uma redução nesses índices poderia se tornar interessante se associado a outras medidas, uma vez que o tempo de *payback* não se mostrou tão bom. Já para a AES Sul, nesse conjunto de dados, a melhoria de indicadores não configura ponto de decisão para a implantação de REI, pois já está muito próxima de sua meta. A CEB também possui necessidade de atingir meta de redução de DEC, porém não tão elevada quanto a CELG.

As três empresas restantes, classificadas como Grupo 3 (Light, Ampla e CELPA) aliam o *payback* rápido à grande necessidade tanto de redução de perdas não técnicas, quanto de indicadores de continuidade. Confirma-se, portanto, que essas concessões seriam cenários muito atrativos à implantação da tecnologia.

Percebe-se, portanto, que os grupos formados têm características em comum que podem indicar a viabilidade e o interesse em implantar ou não Redes Elétricas Inteligentes, tendo por base os benefícios resultantes e as necessidades de melhoria específicas da concessão:

1. Grupo 1: empresas com baixo nível de perdas não técnicas e menor necessidade de redução de indicadores de continuidade. Nesses casos, a implantação pode se justificar por outros benefícios, como redução no consumo;
2. Grupo 2: empresas com nível de perdas não técnicas intermediário, porém com necessidade de redução de indicadores de continuidade que variam: nesses

- casos, cabe análise da importância de atingir as metas em continuidade frente ao investimento necessário para a implantação de REI; e
3. Grupo 3: empresas com altos níveis de perdas, bem como grande necessidade de melhoria de indicadores de continuidade. Nesses casos, o grande ganho na redução de perdas não técnicas é fundamental para a viabilidade, bem como a melhoria dos índices, em qualquer cenário.

5.4. Características que podem influenciar o interesse de implantação de REI

A análise voltada para as características comuns das concessões mostrou que é importante conhecer os objetivos das empresas frente às exigências da regulação, para então decidir sobre a implantação de projetos em Redes Elétricas Inteligentes.

Essa avaliação é especialmente importante para a implantação de Redes Elétricas Inteligentes no cenário atual, no qual as tarifas ao consumidor final se encontram pressionadas com outros custos do setor. Assim, um grande investimento como o requerido pelas REI deve ter por premissas não somente a necessidade de modernizar, mas sim seus benefícios para a empresa e para a concessão. São mitigados assim os riscos de o investimento não ter o retorno desejado, situação que põe em risco a remuneração da distribuidora.

Diante de compromissos regulatórios tão importantes para a concessão, inclusive no que se refere aos retornos financeiros do negócio, torna-se essencial poder reconhecer qual aspecto é influenciador na tomada de decisão de um determinado investimento. Nesse sentido, o gráfico da Figura 28 mostra, em relação aos grupos formados, como se posicionam os aspectos que mais influenciam na viabilidade verificada para a implantação de REI, de acordo com os grupos identificados, tendo por base:

- Parcela de perdas não técnicas em relação ao mercado total da distribuidora, em percentual;
- Necessidade de redução do DEC para atingimento de metas, em por mil;

- A proporção de pagamento do investimento realizado, por ano ($1/\text{Payback}$), em percentual; e
- Potencial de postergação de investimentos em rede da distribuidora, em percentual.

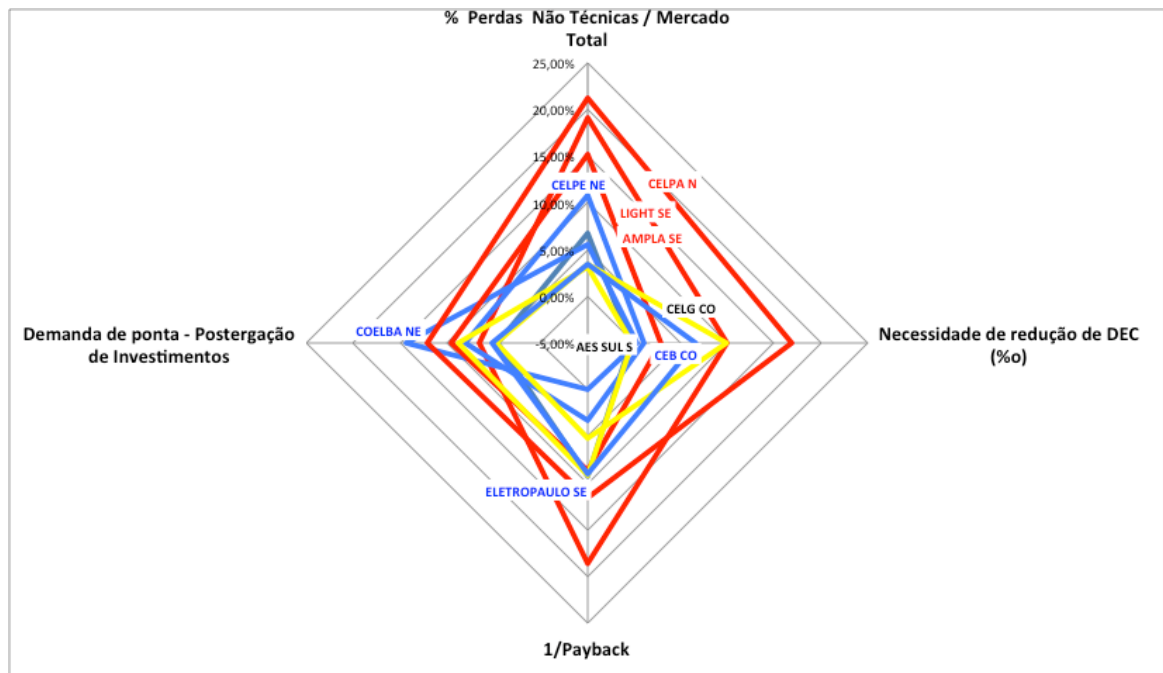


Figura 28: Características para implantação de Redes Elétricas Inteligentes

As concessões que demonstraram grandes benefícios na implantação, compondo o Grupo 3, encontram-se em vermelho. Já as com índices intermediários, Grupo 2, estão em amarelo, e as do Grupo 1 em azul.

A análise encontrou também casos em que não há viabilidade de implantação, pois o prazo de amortização ultrapassa a vida útil dos equipamentos e não há requisitos regulatórios tão severos a serem cumpridos, que justifiquem o investimento. Ademais, como já mostrado, o próprio equilíbrio econômico-financeiro do projeto é um requisito regulatório importante.

Em resumo, é o equivalente a dizer que uma empresa cuja análise resultasse em parâmetros distribuídos sobre a região em verde da figura abaixo tem a implantação viabilizada em tempo razoável, mesmo sem subsídios.

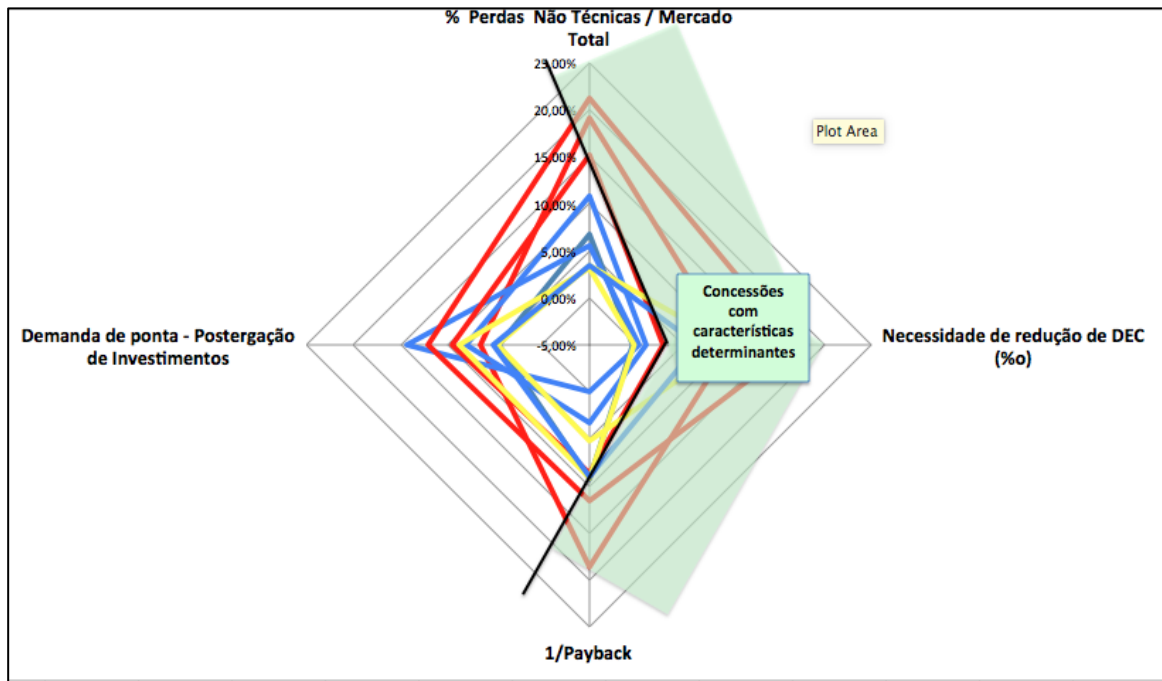


Figura 29: Resumo - características que influenciam a viabilidade de implantação de REI

Por fim, dentre os benefícios normalmente associados à implantação de Redes Elétricas Inteligentes, a postergação de investimentos para manutenção de serviço e expansão de rede de distribuição não se mostrou fortemente influenciadora da viabilidade de implantação dos projetos.

6. CONCLUSÕES

A implantação de Redes Elétricas Inteligentes pode proporcionar maior eficiência na utilização do sistema elétrico existente, podendo ser interessante mesmo em sistemas que não possuem grau de desenvolvimento tão avançado, tanto do ponto de vista econômico quanto de qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Principalmente, podem representar investimentos que auxiliam diretamente o alcance de melhores índices de continuidade, redução de perdas, aumento da eficiência no consumo, gerar postergação nos investimentos necessários para expansão da rede, dentre outros. Em suma, os benefícios financeiros advindos de uma possível implantação de sistemas inteligentes passam a ser fatores de extrema importância na avaliação das empresas, que podem se utilizar da ferramenta para obter melhores resultados técnicos e financeiros.

Em sistemas de distribuição os desafios são ainda maiores, por se tratar de setor com características de monopólio natural fortemente regulado. Ao mesmo tempo em que se demonstra interesse na implantação de Redes Elétricas Inteligentes com abrangência nacional, restam ao setor de distribuição dúvidas como:

- A forma de reconhecimento e remuneração do investimento feito pela distribuidora;
- Como a distribuidora será remunerada pelos novos serviços decorrentes da implantação da nova tecnologia;
- Como, ou mesmo se serão disponibilizados recursos para o financiamento da implantação pelas distribuidoras.

Também devem ser consideradas as importantes condicionantes regulatórias que vêm sendo aplicadas ao setor de distribuição, em especial no que se refere à manutenção e redução dos níveis de qualidade de serviço e produto no fornecimento de energia elétrica. A depender da situação da concessão e das metas cobradas do agente, um

ganho em qualidade, em especial nos indicadores de qualidade, pode justificar um pesado investimento feito pelo empreendedor.

Em contrapartida, embora se reconheça que o aprimoramento da qualidade guarda uma estreita relação com o investimento, uma análise estatística da relação entre a base de ativos das distribuidoras e os índices de continuidade revela que uma série de outros fatores deve ser levada em conta, uma vez que esse tipo de investimento pode alcançar patamares em que o benefício não mais justifica o custo para seu atingimento.

Diante de tantas incertezas, é importante que sejam analisados e conhecidos em detalhes os custos e benefícios que a instalação de uma Rede Elétrica Inteligente pode trazer para a empresa de distribuição, e a contribuição deste trabalho demonstra que em determinadas situações, os benefícios advindos são suficientes para justificar o investimento inicial de um projeto de grande escala.

Nesse sentido, a análise desenvolvida neste trabalho demonstrou que é possível identificar características de concessões que compõem fator determinante para a viabilidade de um projeto de implantação, não necessariamente subsidiado por recursos de terceiros, como bancos de desenvolvimento ou outras fontes. É possível resumir os fatores em:

1. Perdas não-técnicas, em relação ao mercado total da empresa: a redução de perdas correspondentes à energia não faturada porém consumida representa grande preocupação das concessões de distribuição brasileiras. O benefício decorrente de sua redução, por meio da identificação de ligações irregulares e a fácil interrupção das mesmas, representa grande parte do retorno obtido com a implantação;
2. Tarifa Média, em R\$/MWh: o nível tarifário é importante para a definição do tempo para amortização do investimento, tendo em vista o cenário adotado de não haver subsídios financeiros à adoção da tecnologia. Porém, mesmo em cenários com tarifas menores, foi verificada a viabilidade de implantação devido ao grande benefício decorrente de outros fatores.
3. Tamanho de mercado, em percentual do mercado total nacional: a inserção de inteligência e automação nas redes de distribuição possibilitam a resposta pelo

lado da demanda. Com o consumidor conhecendo em detalhes seu perfil de consumo, poderia programar seu uso para horários de menos utilização da rede, além de identificar e adotar mais facilmente medidas de eficiência energética.

4. Necessidade de redução do DEC para atingimento de metas: diante de importantes compromissos assumidos pelas distribuidoras no que se refere a metas de qualidade, um grande investimento pode se justificar pelo atingimento de tais metas, ainda que em relação aos outros benefícios não se mostre tão benéfica. Isso se deve ao fato de que o descumprimento de tais metas pode levar, em última instância, à caducidade da concessão.

Foram quantificados outros benefícios, como: postergação de investimentos para atendimento à demanda das distribuidoras, postergação de investimentos em novas plantas de geração, redução de perdas técnicas, redução de energia não distribuída, redução de inadimplência, entre outros. No entanto, estes não se mostraram fatores tão determinantes para a decisão de viabilidade de um projeto em grande escala.

É interessante observar que, em todas as análises realizadas para o cenário mais conservador, ou seja, com 20% das unidades consumidoras abrangidas, apenas uma distribuidora não apresentou viabilidade para a implantação, uma vez que os benefícios decorrentes não foram suficientes para o pagamento do investimento no período de 30 anos. Isso reforça a necessidade de adequação de um plano de implantação à realidade de cada concessão, uma vez que a estratégia adotada por uma para viabilizar seu projeto pode não demonstrar resultados em região com diferentes complexidades.

Foi possível verificar também que os grupos formados pelas distribuidoras analisadas apresentam viabilidade de formas similares, ou seja, decorrente de parâmetros similares, sendo possível inferir que outras empresas com características próximas podem sinalizar para uma implantação viável de Redes Elétricas Inteligentes, em qualquer cenário.

As premissas adotadas admitem a implantação simultânea, em cenários de abrangência que variam de 20% a 70% das distribuidoras em questão, além de considerar apenas os principais benefícios, e não todos os citados na bibliografia. Ao se considerar todos os

benefícios, pode haver alteração no tempo em que o investimento se paga, em geral no sentido de haver redução deste tempo.

Adicionalmente, a análise não admite a variação dos valores no tempo, que pode trazer algum impacto no tempo de retorno do investimento. Assim, para as premissas adotadas a viabilidade pode ser admitida. Já outros casos podem ser objeto de análise mais detalhada em trabalhos futuros.

Cabe lembrar que além das 9 empresas analisadas neste trabalho, as demais também devem ser avaliadas quanto aos efeitos de uma possível política para implantação de sistemas de REI. Tal proceder se alinha ao que se verificou como resultado das análises aqui apresentadas, pois a avaliação de efeitos e atratividade da instalação de Redes Elétricas Inteligentes no país deve ir além do estabelecimento de políticas e metas uniformes, uma vez que as diferenças entre cada concessão são determinantes para a viabilidade e para o retorno do investimento realizado.

Diante do atual momento econômico e de majoração de tarifas no setor de energia elétrica, não se adotou como premissa a utilização de fontes de financiamento subsidiadas, pleito recorrente quando se mencionam de projetos de implantação de Redes Elétricas Inteligentes. Ainda assim, foi demonstrado que na presença de grandes níveis de perdas não técnicas, grande potencial de redução de consumo e necessidade de melhoria em índices de continuidade, soluções completas em Redes Elétricas Inteligentes, envolvendo além da medição automação, análise de dados da rede, dentre outros, proporcionam grandes retornos financeiros associados aos retornos técnicos decorrentes.

Portanto, percebe-se que a avaliação do ambiente de investimentos na distribuição, o que envolve a definição de tarifas e a avaliação dos investimentos prudentes, é ponto chave para o futuro de Redes Elétricas Inteligentes no país como um investimento justificável.

Como estudos futuros, é possível avaliar os mesmos cenários de viabilidade para um grupo maior de distribuidoras, de forma a traçar panorama mais amplo. É possível

também avaliar os efeitos de implantação ao longo dos anos, bem como o refinamento das premissas aqui apresentadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABRADEE. (2013). *Redes Elétricas Inteligentes no Brasil - Análise de Custos e Benefícios*.
- AES Sul. (s.d.). *Investidores - Demonstrações Contábeis*. Fonte: <https://www.aessul.com.br/site/investidores/Default.aspx>
- AMIN, M., & GIACOMONI, A. M. (2013). Smart Grid - Safe, Secure, Self-Healing. *IEEE Power & Energy Magazine*, I, 5-12.
- AMPLA . (s.d.). *Relações com investidores*. Fonte: <https://www.ampla.com/a-ampla/relações-com-investidores.aspx>
- ANEEL. (2016). Acesso em 2016, disponível em Informações Técnicas - Distribuição de Energia Elétrica: <http://www.aneel.gov.br>
- ANEEL. (2015). *Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*. Acesso em 2015, disponível em Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL: www.aneel.gov.br
- ANEEL. (2015). *Banco de Informações de Geração - BIG*. Acesso em 2015, disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/agentegeracao.cfm>
- ANEEL. (2016). *Indicadores de continuidade*. Acesso em junho de 2016, disponível em <http://www.ANEEL.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>
- ANEEL. (2008). *Nota Técnica nº 0226/2008-SRD/ANEEL - Resultados da Audiência Pública AP 014/2008 relativa aos Procedimentos de Distribuição - PRODIST*.
- ANEEL. (2014). *Pesquisa e Desenvolvimento*. Acesso em 2014, disponível em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=75>
- ANEEL. (2013). *Prestação de Contas Ordinária Anual - Relatório de Gestão do Exercício de 2012*. Brasília-DF.
- ANEEL. (2014). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 8*. ANEEL.
- ANEEL. (2015). *Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET*. Acesso em 2016, disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015648_Proret_Submod_2_4_V2.pdf
- ANEEL. (2016). *PRODIST - Módulo 8*. Acesso em maio de 2016, disponível em Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>
- BURGER, B. (janeiro de 2014). Electricity Production from Solar and Wind in Germany in 2013.
- CAMARGO, I. M. (1998). *Noções básicas de engenharia econômica : aplicações ao setor elétrico*. FINATEC.
- CELG. (s.d.). *CELG Investidores*. Fonte: <https://www.celg.com.br/paginas/investidores/demonstracoesFinanceiras.aspx>

- Center Point Energy Houston Electric, LLC. (2014). *Smart Grid Project*. U.S. Department of Energy.
- Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. (2012). *Redes Elétricas Inteligentes: contexto nacional*. Brasília.
- CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. (2013). *Redes Elétricas Inteligentes no Brasil- Subsídios para um plano nacional de implantação*. Rio de Janeiro: Synergia.
- Cidade de Auburn. (2015). *SmartGRID Project*. City of Auburn, U.S. Department of Energy .
- Companhia Energética de Brasília - CEB. (s.d.). *Relação com Investidores*. Fonte: <http://sitelite.mz-ir.com/site/Default.aspx?ccvm=14451>
- CONSTANTI, L. P. (dezembro de 2013). Análise comparativa das metodologias de definição de conjuntos para estabelecimento de metas de qualidade (DEC e FEC). Brasília, DF, Brasil.
- COVRIG, C. F., ARDELEAN, M., VASILJEVSKA, J., MENGOLINI, A., FULLI, G., & AMOIRALIS, E. (2014). *Smart Grid Projects Outlook 2014*. Publications Office of the European Union.
- CYRILLO, I. O. (2011). *Estabelecimento de metas de qualidade na distribuição da rede e do nível tarifário*. Dissertação (Mestrado), Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia Elétrica, São Paulo.
- Edison Tech Center. (2014). *The History of Electrification: The Birth of our Power Grid*. Acesso em 15 de 06 de 2014, disponível em Edison Tech Center: <http://edisontechcenter.org/HistElectPowTrans.html>
- EL HAGE, F. S., FERRAZ, L. P., & DELGADO, M. A. (2011). *A estrutura tarifária de energia elétrica: Teoria e aplicação*. Rio de Janeiro, RJ: Synergia.
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2015). *EPE-DEE-RE-043/2015-r0 - Custo Marginal de Expansão - CME - Metodologia e Cálculo 2015*. Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Diretoria de Estudos Econômicos e Energéticos. Rio de Janeiro: EPE.
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2015). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. Ministério de Minas e Energia - MME, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético - SPE. Rio de Janeiro: EPE.
- FERREIRA, H., FULLI, G., KLING, W. L., LABATTE, A., FAAS, H., & LOPES, J. P. (2010). Distributed Generation in Europe: The European Regulatory Framework and the Evolution of the Distribution Grids towards Smart Grids. *5th IEEE Young Researches Symposium in Electrical Power Engineering*.
- GIORDANO, V., MELETIOU, A., COVRIG, C. F., MENGOLINI, A., ARDELEAN, M., JIMENEZ, M. S., et al. (2012). *Smart grid projects in Europe: lessons learned and current developments*. Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- GIORDANO, V., MELETIOU, A., COVRIG, F. C., MENGOLINI, A., ARDELEAN, M., FULLI, G., et al. (2013). *Smart Grid projects in Europe: Lessons learned and current developments*. JRC Scientific and Policy Reports, European Commission. Luxembourg Publications Office.

- Governo Federal - Ministério de Minas e Energia. (2010). Portaria n° 440, de 15 de abril de 2010. Brasília.
- Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes - MME. (2010). *Smart Grid*. Brasília-DF.
- Grupo ENEL. (s.d.). *Relatório Anual 2014*. Fonte: <http://enel-ra.com.br/2014/>
- Grupo Neoenergia. (s.d.). *Relações com Investidores*. Fonte: <http://ri.neoenergia.com/Pages/Default.aspx>
- GUNGOR, V. C., SAHIN, D., KOCAK, T., ERGÜT, S., GERHARD, P. H., CECATI, C., et al. (2011). *Smart Grid Technologies: Communication, Technologies and Standards*.
- IEEE. (06 de 2013). *IEEE VISION FOR SMART GRID CONTROLS: 2030 AND BEYOND*. New York, NY, US.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. (2011). *IEEE P2030 - Draft Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), and End-Use Applications and Loads*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York.
- Instituto Accende Brasil. (2011). *White Paper n. 7 - Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análise e Considerações*.
- Instituto Acende Brasil. (2014). *Qualidade do fornecimento de energia elétrica: confiabilidade, conformidade e prestação*. Instituto Acende Brasil. Instituto Acende Brasil.
- KHOSROW, M., & RANJIT, K. (2010). A Reliability Perspective of the Smart Grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1 (1).
- LAMIN, H. (julho de 2013). *Análise de Impacto Regulatório da Implantação de Redes Inteligentes no Brasil. Tese de Doutorado*. Brasília, Distrito Federal, Brasil.
- Light. (s.d.). *Relação com Investidores*. Fonte: <http://ri.light.com.br/>
- Ministério de Minas e Energia - MME. (s.d.). *Ministério de Minas e Energia - MME*. Acesso em maio de 2016, disponível em Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico>
- Ministério de Minas e Energia - MME. (2016). *Ministério de Minas e Energia - MME*. Acesso em maio de 2016, disponível em Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico.
- Simões, M. G., Roche, R., Kyriakides, E., Suryanarayanan, S., Blunier, B., McBee, K. D., et al. (2012). A Comparison of Smart Grid Technologies and Progresses in Europe and the U.S. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 48, 1154-1162.
- Smart Grids Task Force (SGTF). (2012). *European Task Force for the Implementation of Smart Grids - Mission and Work Programme*. Acesso em junho de 2014, disponível em http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm

U.S Department of Energy. (2014). *What is the Smart Grid?* Acesso em 10 de 06 de 2014, disponível em Smartgrid.gov: https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid

U.S. Government. (2007). *Energy Independence and Security Act of 2007*.

VaasaETT. (dezembro de 2013). *Smart Grid 2013: Global Impact Report*.

ANEXOS

Resultados – Eletropaulo

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Porcentagem de Ucs atingidas	20%	50%	70%
N° Ucs Atingidas	1.291.659,60	3.229.149,00	4.520.808,60
Acréscimo de Ucs/ano	64.582,98	64.582,98	64.582,98
Tarifa Média (R\$/MWh)	436,00	436,00	436,00
Consumo Médio anual (MWh/UC)	7,06	7,06	7,06
Preço de Compra de energia médio (R\$/MWh)	154,00	154,00	154,00
% Mercado Brasil	11	11	11
Perdas Não Técnicas / Mercado Total	0,07	0,07	0,07
DEC resultante estimado	7,35	5,85	4,84
Redução DEC obtida	1,00	2,51	3,51
Necessidade de redução de DEC em relação à meta (%)	-3,36%	-3,36%	-3,36%
Energia Não Distribuída em 1 hora de interrupção (MWh)	1.041,31	2.603,27	3.644,58
Custo por Leitura (R\$)	0,50	0,50	0,50
Inadimplência média (%)	1,06%	1,06%	1,06%
WACC	8,90%	8,90%	8,90%

CUSTOS IMPLANTAÇÃO (R\$)			
Bloco Medição	484.372.350,00	1.210.930.875,00	1.695.303.225,00
In Home Display (IHD)	187.290.642,00	468.226.605,00	655.517.247,00
Automação	75.658.961,07	189.147.402,68	264.806.363,75
Telecomunicações	201.757.229,52	504.393.073,80	706.150.303,32
Tecnologia da informação (TI)	75.658.961,07	189.147.402,68	264.806.363,75
Outros	17.437.404,60	43.593.511,50	61.030.916,10
TOTAL	1.042.175.548,26	2.605.438.870,65	3.647.614.418,91

BENEFÍCIOS IMPLANTAÇÃO (R\$)			
Eficiência Energética			
Demanda de ponta - Postergação de Investimentos	7.079.500,00	17.698.750,00	24.778.250,00
Consumo de energia	70.238.314,48	175.595.786,21	245.834.100,69
Novas plantas geração	12.071.840,00	30.179.600,00	42.251.440,00

Melhoria da qualidade do serviço (continuidade)			
Perdas não técnicas	31.453.566,10	78.633.915,24	110.087.481,34
Perdas técnicas	1.444.683,04	3.611.707,61	5.056.390,66
Energia não distribuída	5.321.292,69	33.258.079,33	65.185.835,48
Redução Compensações	4.184.329,34	10.460.823,36	14.645.152,70
Custos operacionais			
Leitura	7.362.459,72	18.406.149,30	25.768.609,02
Outros			
Inadimplência	14.755.154,28	36.887.885,71	51.643.039,99
TOTAL	153.911.139,66	404.732.696,75	585.250.299,87

PAYBACK

	-	-	-
Valor do Investimento	1.042.175.548,26	2.605.438.870,65	3.647.614.418,91
Prazo Payback (anos)	10,82	9,98	9,49
WACC setor %	8,90%	8,90%	8,90%
Benefícios	153.911.139,66	404.732.696,75	585.250.299,87

Resultados – Light

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Porcentagem de Ucs atingidas	20%	50%	70%
N° Ucs Atingidas	714.641,20	1.786.603,00	2.501.244,20
Acréscimo de Ucs/ano	35.732,06	35.732,06	35.732,06
Tarifa Média (R\$/MWh)	543,00	543,00	543,00
Consumo Médio anual (MWh/UC)	7,74	7,74	7,74
Preço de Compra de energia médio (R\$/MWh)	154,00	154,00	154,00
% Mercado Brasil	6,8	6,8	6,8
Perdas Não Técnicas / Mercado Total	0,19	0,19	0,19
DEC resultante estimado	15,97	12,71	10,53
Redução DEC obtida	2,18	5,45	7,62
Necessidade de redução de DEC em relação à meta (%)	100,11%	100,11%	100,11%
Energia Não Distribuída em 1 hora de interrupção (MWh)	631,09	1.577,72	2.208,81
Custo por Leitura (R\$)	0,50	0,50	0,50
Inadimplência média (%)	1,06%	1,06%	1,06%
WACC	8,90%	8,90%	8,90%

CUSTOS IMPLANTAÇÃO (R\$)			
Bloco Medição	267.990.450,00	669.976.125,00	937.966.575,00
In Home Display (IHD)	103.622.974,00	259.057.435,00	362.680.409,00
Automação	41.860.108,29	104.650.270,73	146.510.379,02
Telecomunicações	111.626.955,44	279.067.388,60	390.694.344,04
Tecnologia da informação (TI)	41.860.108,29	104.650.270,73	146.510.379,02
Outros	9.647.656,20	24.119.140,50	33.766.796,70
TOTAL	576.608.252,22	1.441.520.630,55	2.018.128.882,77

BENEFÍCIOS IMPLANTAÇÃO (R\$)			
Eficiência Energética			
Demanda de ponta - Postergação de Investimentos	9.020.000,00	22.550.000,00	31.570.000,00
Consumo de energia	42.568.100,99	106.420.252,48	148.988.353,47
Novas plantas geração	7.407.720,00	18.519.300,00	25.927.020,00
Melhoria da qualidade do serviço (continuidade)			
Perdas não técnicas	53.340.082,91	133.350.207,29	186.690.290,20
Perdas técnicas	1.203.606,03	3.009.015,06	4.212.621,09
Energia não distribuída	7.009.991,58	43.812.447,39	85.872.396,88
Redução Compensações	3.561.430,27	8.903.575,66	12.465.005,93
Custos operacionais			
Leitura	4.073.454,84	10.183.637,10	14.257.091,94

Outros			
Inadimplência	11.136.976,17	27.842.440,42	38.979.416,59
TOTAL	139.321.362,79	374.590.875,40	548.962.196,10

Payback

Valor do Investimento	-576.608.252,22	-1.441.520.630,55	-2.018.128.882,77
Prazo Payback (anos)	5,39	4,92	4,65
WACC setor %	8,90%	8,90%	8,90%
Benefícios	139.321.362,79	374.590.875,40	548.962.196,10

Resultados – COELBA

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Porcentagem de Ucs atingidas	20%	50%	70%
Nº Ucs Atingidas	1.038.426,00	2.596.065,00	3.634.491,00
Acréscimo de Ucs/ano	51.921,30	51.921,30	51.921,30
Tarifa Média (R\$/MWh)	430,00	430,00	430,00
Consumo Médio anual (MWh/UC)	3,10	3,10	3,10
Preço de Compra de energia médio (R\$/MWh)	154,00	154,00	154,00
% Mercado Brasil	3,93	3,93	3,93
Perdas Não Técnicas / Mercado Total	0,06	0,06	0,06
DEC resultante estimado	17,58	13,99	11,59
Redução DEC obtida	2,40	5,99	8,39
Necessidade de redução de DEC em relação à meta (%)	3,74%	3,74%	3,74%
Energia Não Distribuída em 1 hora de interrupção (MWh)	367,69	919,21	1.286,90
Custo por Leitura (R\$)	0,50	0,50	0,50
Inadimplência média (%)	1,06%	1,06%	1,06%
WACC	8,90%	8,90%	8,90%

CUSTOS IMPLANTAÇÃO (R\$)			
Bloco Medição	389.409.750,00	973.524.375,00	1.362.934.125,00
In Home Display (IHD)	150.571.770,00	376.429.425,00	527.001.195,00
Automação	60.825.802,95	152.064.507,38	212.890.310,33
Telecomunicações	162.202.141,20	405.505.353,00	567.707.494,20
Tecnologia da informação (TI)	60.825.802,95	152.064.507,38	212.890.310,33
Outros	14.018.751,00	35.046.877,50	49.065.628,50
TOTAL	837.854.018,10	2.094.635.045,25	2.932.489.063,35

BENEFÍCIOS IMPLANTAÇÃO (R\$)			
Eficiência Energética			
Demanda de ponta - Postergação de Investimentos	9.579.720,00	23.949.300,00	33.529.020,00
Consumo de energia	24.801.111,70	62.002.779,25	86.803.890,96
Novas plantas geração	4.312.939,20	10.782.348,00	15.095.287,20
Melhoria da qualidade do serviço (continuidade)			
Perdas não técnicas	9.116.568,81	22.791.422,04	31.907.990,85
Perdas técnicas	906.255,10	2.265.637,76	3.171.892,86
Energia não distribuída	4.495.968,12	28.099.800,75	55.075.609,47

Redução Compensações	2.890.647,06	7.226.617,65	10.117.264,71
Custos operacionais			
Leitura	5.919.028,20	14.797.570,50	20.716.598,70
Corte e religamento			
Desligamento programado			
Outros			
Inadimplência	5.138.339,42	12.845.848,54	17.984.187,95
Custos evitados com compras de medidores básicos			
TOTAL	67.160.577,61	184.761.324,49	274.401.742,70

Payback

Valor do Investimento	-	-	-
	837.854.018,10	2.094.635.045,25	-2.932.489.063,35
Prazo Payback (anos)	-	-	35,40
WACC setor %	8,90%	8,90%	8,90%
Benefícios	67.160.577,61	184.761.324,49	274.401.742,70

Resultados – CELPE

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Porcentagem de Ucs atingidas	20%	50%	70%
N° UCs Atingidas	649.034,40	1.622.586,00	2.271.620,40
Acréscimo de Ucs/ano	32.451,72	32.451,72	32.451,72
Tarifa Média (R\$/MWh)	441,00	441,00	441,00
Consumo Médio anual (MWh/UC)	3,59	3,59	3,59
Preço de Compra de energia médio (R\$/MWh)	154,00	154,00	154,00
% Mercado Brasil	2,84%	2,84%	2,84%
Perdas Não Técnicas / Mercado Total	0,11	0,11	0,11
DEC resultante estimado	17,00	13,52	11,21
Redução DEC obtida	2,32	5,80	8,11
Necessidade de redução de DEC em relação à meta (%)	11,16%	11,16%	11,16%
Energia Não Distribuída em 1 hora de interrupção (MWh)	265,76	664,41	930,17
Custo por Leitura (R\$)	0,50	0,50	0,50
Inadimplência média (%)	1,06%	1,06%	1,06%
WACC	8,90%	8,90%	8,90%

CUSTOS IMPLANTAÇÃO (R\$)			
Bloco Medição	243.387.900,00	608.469.750,00	851.857.650,00
In Home Display (IHD)	94.109.988,00	235.274.970,00	329.384.958,00
Automação	38.017.189,98	95.042.974,95	133.060.164,93
Telecomunicações	101.379.173,28	253.447.933,20	354.827.106,48
Tecnologia da informação (TI)	38.017.189,98	95.042.974,95	133.060.164,93
Outros	8.761.964,40	21.904.911,00	30.666.875,40
TOTAL	523.673.405,64	1.309.183.514,10	1.832.856.919,74

BENEFÍCIOS IMPLANTAÇÃO (R\$)			
Eficiência Energética			
Demanda de ponta - Postergação de Investimentos	4.067.391,67	10.168.479,17	14.235.870,83
Consumo de energia	17.926.318,04	44.815.795,11	62.742.113,15
Novas plantas geração	3.116.729,60	7.791.824,00	10.908.553,60
Melhoria da qualidade do serviço (continuidade)			
Perdas não técnicas	12.686.668,15	31.716.670,37	44.403.338,52
Perdas técnicas	579.864,33	1.449.660,83	2.029.525,16
Energia não distribuída	3.142.351,84	19.639.699,00	38.493.810,04
Redução Compensações	1.431.121,88	3.577.804,70	5.008.926,58

Custos Operacionais			
Leitura	3.699.496,08	9.248.740,20	12.948.236,28
Outros			
Inadimplência	3.809.016,65	9.522.541,63	13.331.558,28
TOTAL	50.458.958,24	137.931.215,01	204.101.932,45

Payback

Valor do Investimento	-523.673.405,64	-	-1.832.856.919,74
Prazo Payback (anos)	30,17	21,85	18,83
WACC setor %	8,90%	8,90%	8,90%
Benefícios	50.458.958,24	137.931.215,01	204.101.932,45

Resultados – AMPLA

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Porcentagem de Ucs atingidas	20%	50%	70%
Nº Ucs Atingidas	481.789,60	1.204.474,00	1.686.263,60
Acréscimo de Ucs/ano	24.089,48	24.089,48	24.089,48
Tarifa Média (R\$/MWh)	541,00	541,00	541,00
Consumo Médio anual (MWh/UC)	4,50	4,50	4,50
Preço de Compra de energia médio (R\$/MWh)	154,00	154,00	154,00
% Mercado Brasil	2,65%	2,65%	2,65%
Perdas Não Técnicas / Mercado Total	0,15	0,15	0,15
DEC resultante estimado (horas)	15,47	12,31	10,20
Redução DEC obtida (horas)	2,11	5,27	7,38
Necessidade de redução de DEC em relação à meta (%)	29,46%	29,46%	29,46%
Energia Não Distribuída em 1 hora de interrupção (MWh)	247,59	618,98	866,57
Custo por Leitura (R\$)	0,50	0,50	0,50
Inadimplência média (%)	1,06%	1,06%	1,06%
WACC	8,90%	8,90%	8,90%

CUSTOS IMPLANTAÇÃO (R\$)			
Bloco Medição	180.671.100,00	451.677.750,00	632.348.850,00
In Home Display (IHD)	69.859.492,00	174.648.730,00	244.508.222,00
Automação	28.220.825,82	70.552.064,55	98.772.890,37
Telecomunicações	75.255.535,52	188.138.838,80	263.394.374,32
Tecnologia da informação (TI)	28.220.825,82	70.552.064,55	98.772.890,37
Outros	6.504.159,60	16.260.399,00	22.764.558,60
TOTAL	388.731.938,76	971.829.846,90	1.360.561.785,66

BENEFÍCIOS IMPLANTAÇÃO (R\$)			
Eficiência Energética			
Demanda de ponta - Postergação de Investimentos	5.262.078,33	13.155.195,83	18.417.274,17
Consumo de energia	16.700.630,99	41.751.577,47	58.452.208,45
Novas plantas geração	2.908.216,00	7.270.540,00	10.178.756,00
Melhoria da qualidade do serviço (continuidade)			
Perdas não técnicas	16.685.790,40	41.714.475,99	58.400.266,39
Perdas técnicas	498.249,35	1.245.623,38	1.743.872,73
Energia não distribuída	2.663.841,26	16.649.007,88	32.632.055,45
Redução Compensações	3.304.731,32	8.261.828,30	11.566.559,62
Custos Operacionais			

Leitura	2.746.200,72	6.865.501,80	9.611.702,52
Outros			
Inadimplência	4.353.247,20	10.883.118,01	15.236.365,21
TOTAL	55.122.985,58	147.796.868,67	216.239.060,55

Payback

Valor do Investimento	-388.731.938,76	971.829.846,90	-1.360.561.785,66
Prazo Payback (anos)	11,59	10,32	9,63
WACC setor %	8,90%	8,90%	8,90%
Benefícios	55.122.985,58	147.796.868,67	216.239.060,55

Resultados – CELG

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Porcentagem de Ucs atingidas	20%	50%	70%
N° Ucs Atingidas	501.353,40	1.253.383,50	1.754.736,90
Acréscimo de Ucs/ano	25.067,67	25.067,67	25.067,67
Tarifa Média (R\$/MWh)	466,00	466,00	466,00
Consumo Médio anual (MWh/UC)	4,52	4,52	4,52
Preço de Compra de energia médio (R\$/MWh)	154,00	154,00	154,00
% Mercado Brasil	2,76%	2,76%	2,76%
Perdas Não Técnicas / Mercado Total	0,03	0,03	0,03
DEC resultante estimado	31,43	25,00	20,72
Redução DEC obtida	4,29	10,72	15,00
Necessidade de redução de DEC em relação à meta (%)	99,11%	99,11%	99,11%
Energia Não Distribuída em 1 hora de interrupção (MWh)	258,56	646,39	904,95
Custo por Leitura (R\$)	0,50	0,50	0,50
Inadimplência média (%)	1,06%	1,06%	1,06%
WACC	8,90%	8,90%	8,90%

CUSTOS IMPLANTAÇÃO (R\$)			
Bloco Medição	188.007.525,00	470.018.812,50	658.026.337,50
In Home Display (IHD)	72.696.243,00	181.740.607,50	254.436.850,50
Automação	29.366.775,41	73.416.938,51	102.783.713,92
Telecomunicações	78.311.401,08	195.778.502,70	274.089.903,78
Tecnologia da informação (TI)	29.366.775,41	73.416.938,51	102.783.713,92
Outros	6.768.270,90	16.920.677,25	23.688.948,15
TOTAL	404.516.990,79	1.011.292.476,98	1.415.809.467,77

BENEFÍCIOS IMPLANTAÇÃO (R\$)			
Eficiência Energética			
Demanda de ponta - Postergação de Investimentos	2.081.833,33	5.204.583,33	7.286.416,67
Consumo de energia	17.440.164,95	43.600.412,37	61.040.577,32
Novas plantas geração	3.028.934,40	7.572.336,00	10.601.270,40
Melhoria da qualidade do serviço (continuidade)			
Perdas não técnicas	3.922.472,33	9.806.180,81	13.728.653,14
Perdas técnicas	578.584,06	1.446.460,16	2.025.044,22

Energia não distribuída	5.652.214,43	35.326.340,16	69.239.626,72
Redução Compensações	5.146.846,46	12.867.116,14	18.013.962,59
Custos operacionais			
Leitura	2.857.714,38	7.144.285,95	10.002.000,33
Outros			
Inadimplência	3.915.792,67	9.789.481,68	13.705.274,35
TOTAL	44.624.557,00	132.757.196,61	205.642.825,74

Payback

Valor do Investimento	-	-	-
Prazo Payback (anos)	19,28	13,29	11,13
WACC setor %	8,90%	8,90%	8,90%
Benefícios	44.624.557,00	132.757.196,61	205.642.825,74

Resultados – AES Sul

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Porcentagem de Ucs atingidas	20%	50%	70%
Nº Ucs Atingidas	248.023,40	620.058,50	868.081,90
Acréscimo de Ucs/ano	12.401,17	12.401,17	12.401,17
Tarifa Média (R\$/MWh)	478,00	478,00	478,00
Consumo Médio anual (MWh/UC)	7,14	7,14	7,14
Preço de Compra de energia médio (R\$/MWh)	154,00	154,00	154,00
% Mercado Brasil	2,16%	2,16%	2,16%
Perdas Não Técnicas / Mercado Total	0,03	0,03	0,03
DEC resultante estimado	12,42	9,88	8,18
Redução DEC obtida	1,69	4,23	5,93
Necessidade de redução de DEC em relação à meta (%)	-1,81%	-1,81%	-1,81%
Energia Não Distribuída em 1 hora de interrupção (MWh)	202,17	505,42	707,59
Custo por Leitura (R\$)	0,50	0,50	0,50
Inadimplência média (%)	1,06%	1,06%	1,06%
WACC	8,90%	8,90%	8,90%

CUSTOS IMPLANTAÇÃO (R\$)			
Bloco Medição	93.008.775,00	232.521.937,50	325.530.712,50
In Home Display (IHD)	35.963.393,00	89.908.482,50	125.871.875,50
Automação	14.527.970,66	36.319.926,64	50.847.897,29
Telecomunicações	38.741.255,08	96.853.137,70	135.594.392,78
Tecnologia da informação (TI)	14.527.970,66	36.319.926,64	50.847.897,29
Outros	3.348.315,90	8.370.789,75	11.719.105,65
TOTAL	200.117.680,29	500.294.200,73	700.411.881,02

BENEFÍCIOS IMPLANTAÇÃO (R\$)			
Eficiência Energética			
Demanda de ponta - Postergação de Investimentos	2.593.666,67	6.484.166,67	9.077.833,33
Consumo de energia	13.636.590,88	34.091.477,21	47.728.068,09
Novas plantas geração	2.370.470,40	5.926.176,00	8.296.646,40
Melhoria da qualidade do serviço (continuidade)			
Perdas não técnicas	2.791.949,97	6.979.874,92	9.771.824,89

Perdas técnicas	365.231,90	913.079,76	1.278.311,66
Energia não distribuída	1.745.779,61	10.911.122,54	21.385.800,17
Redução Compensações	1.331.605,77	3.329.014,42	4.660.620,19
Custos Operacionais			
Leitura	1.413.733,38	3.534.333,45	4.948.066,83
Outros			
Inadimplência	3.140.630,85	7.851.577,12	10.992.207,97
TOTAL	29.389.659,43	80.020.822,09	118.139.379,54

Payback

	-	-	-
Valor do Investimento	200.117.680,29	500.294.200,73	700.411.881,02
Prazo Payback (anos)	10,92	9,53	8,80
WACC setor %	8,90%	8,90%	8,90%
Benefícios	29.389.659,43	80.020.822,09	118.139.379,54

Resultados – CEB

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Porcentagem de Ucs atingidas	20%	50%	70%
N° Ucs Atingidas	182.184,20	455.460,50	637.644,70
Acréscimo de Ucs/ano	9.109,21	9.109,21	9.109,21
Tarifa Média (R\$/MWh)	436,00	436,00	436,00
Consumo Médio anual (MWh/UC)	7,23	7,23	7,23
Preço de Compra de energia médio (R\$/MWh)	154,00	154,00	154,00
% Mercado Brasil	1,61	1,61	1,61
Perdas Não Técnicas / Mercado Total	0,03	0,03	0,03
DEC resultante estimado	17,74	14,11	11,69
Redução DEC obtida	2,42	6,05	8,47
Necessidade de redução de DEC em relação à meta (%)	66,06%	66,06%	66,06%
Energia Não Distribuída em 1 hora de interrupção (MWh)	150,37	375,92	526,28
Custo por Leitura (R\$)	0,50	0,50	0,50
Inadimplência média (%)	1,06%	1,06%	1,06%
WACC	8,90%	8,90%	8,90%

CUSTOS IMPLANTAÇÃO (R\$)			
Bloco Medição	68.319.075,00	170.797.687,50	239.116.762,50
In Home Display (IHD)	26.416.709,00	66.041.772,50	92.458.481,50
Automação	10.671.439,52	26.678.598,79	37.350.038,30
Telecomunicações	28.457.172,04	71.142.930,10	99.600.102,14
Tecnologia da informação (TI)	10.671.439,52	26.678.598,79	37.350.038,30
Outros	2.459.486,70	6.148.716,75	8.608.203,45
TOTAL	146.995.321,77	367.488.304,43	514.483.626,20

BENEFÍCIOS IMPLANTAÇÃO (R\$)			
Eficiência Energética			
Demanda de ponta - Postergação de Investimentos	1.115.815,00	2.789.537,50	3.905.352,50
Consumo de energia	10.142.504,89	25.356.262,22	35.498.767,11
Novas plantas geração	1.766.878,40	4.417.196,00	6.184.074,40
Melhoria da qualidade do serviço (continuidade)			
Perdas não técnicas	2.265.395,53	5.663.488,81	7.928.884,34
Perdas técnicas	304.739,41	761.848,53	1.066.587,94

Energia não distribuída	1.855.206,87	11.595.042,95	22.726.284,18
Redução Compensações	791.054,20	1.977.635,49	2.768.689,69
Custos operacionais			
Leitura	1.038.449,94	2.596.124,85	3.634.574,79
Outros			
Inadimplência	2.130.663,66	5.326.659,16	7.457.322,82
TOTAL	21.410.707,90	60.483.795,51	91.170.537,76

Payback

			-
Valor do Investimento	-146.995.321,77	-367.488.304,43	514.483.626,20
Prazo Payback (anos)	11,08	9,13	8,18
WACC setor %	8,90%	8,90%	8,90%
Benefícios	21.410.707,90	60.483.795,51	91.170.537,76

Resultados – CELPA

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Porcentagem de Ucs atingidas	20%	50%	70%
Nº Ucs Atingidas	386.298,60	965.746,50	1.352.045,10
Acréscimo de Ucs/ano	19.314,93	19.314,93	19.314,93
Tarifa Média (R\$/MWh)	525,00	525,00	525,00
Consumo Médio anual (MWh/UC)	3,47	3,47	3,47
Preço de Compra de energia médio (R\$/MWh)	154,00	154,00	154,00
% Mercado Brasil	1,64	1,64	1,64
Perdas Não Técnicas / Mercado Total	0,21	0,21	0,21
DEC resultante estimado	89,76	71,40	59,16
Redução DEC obtida	12,24	30,60	42,84
Necessidade de redução de DEC em relação à meta (%)	169,34%	169,34%	169,34%
Energia Não Distribuída em 1 hora de interrupção (MWh)	153,09	382,71	535,80
Custo por Leitura (R\$)	0,50	0,50	0,50
Inadimplência média (%)	1,06%	1,06%	1,06%
WACC	8,90%	8,90%	8,90%

CUSTOS IMPLANTAÇÃO (R\$)			
Bloco Medição	144.861.975,00	362.154.937,50	507.016.912,50
In Home Display (IHD)	56.013.297,00	140.033.242,50	196.046.539,50
Automação	22.627.440,50	56.568.601,24	79.196.041,73
Telecomunicações	60.339.841,32	150.849.603,30	211.189.444,62
Tecnologia da informação (TI)	22.627.440,50	56.568.601,24	79.196.041,73
Outros	5.215.031,10	13.037.577,75	18.252.608,85
TOTAL	311.685.025,41	779.212.563,53	1.090.897.588,94

BENEFÍCIOS IMPLANTAÇÃO (R\$)			
Eficiência Energética			
Demanda de ponta - Postergação de Investimentos	6.426.995,00	16.067.487,50	22.494.482,50
Consumo de energia	10.325.935,54	25.814.838,85	36.140.774,39
Novas plantas geração	1.799.801,60	4.499.504,00	6.299.305,60
Melhoria da qualidade do serviço (continuidade)			
Perdas não técnicas	14.435.733,41	36.089.333,53	50.525.066,95
Perdas técnicas	511.565,85	1.278.914,62	1.790.480,46
Energia não distribuída	9.556.220,72	59.726.379,51	117.063.703,85

Redução Compensações	5.377.047,74	13.442.619,35	18.819.667,09
Custos Operacionais			
Leitura	2.201.902,02	5.504.755,05	7.706.657,07
Outros			
Inadimplência	2.611.992,33	6.529.980,83	9.141.973,16
TOTAL	53.247.194,21	168.953.813,23	269.982.111,06

Payback

Valor do Investimento	311.685.025,41	779.212.563,53	-1.090.897.588,94
Prazo Payback (anos)	8,63	6,20	5,23
WACC setor %	8,90%	8,90%	8,90%
Benefícios	53.247.194,21	168.953.813,23	269.982.111,06

Resultados dos cenários analisados

CENÁRIO 1

Concessionária	Região	% Mercado Brasil	Tarifa Média (R\$/MWh)	% Perdas Não Técnicas / Mercado Total	DEC de partida (h)	DEC resultante estimado (h)	Redução DEC obtida (h)	Redução DEC obtida (%)	Necessidade de redução de DEC em relação à meta (%)	Tempo de payback (anos)
ELETROPAULO	SE	11,00%	436,00	6,79%	8,35	7,35	1,00	0,12	-3,36%	10,8
LIGHT	SE	6,75%	543,00	18,99%	18,15	15,97	2,18	0,12	100,11%	5,4
COELBA	NE	3,93%	430,00	5,57%	19,98	17,58	2,40	0,12	3,74%	-
CELPE	NE	2,84%	441,00	10,72%	19,32	17,00	2,32	0,12	11,16%	30,2
AMPLA	SE	2,65%	541,00	15,14%	17,58	15,47	2,11	0,12	29,46%	11,6
CELG	CO	2,76%	466,00	3,41%	35,72	31,43	4,29	0,12	99,11%	19,3
AES SUL	S	2,16%	478,00	3,10%	14,11	12,42	1,69	0,12	-1,81%	10,9
CEB	CO	1,61%	436,00	3,38%	20,16	17,74	2,42	0,12	66,06%	11,1
CELPA	N	1,64%	525,00	21,18%	102,00	89,76	12,24	0,12	169,34%	8,6

% BENEFÍCIOS RESULTANTES

Concessionária	Demanda de ponta - Postergação de Investimentos	Redução - Consumo de energia	Redução - Novas plantas geração	Redução - Perdas não técnicas	Redução - Perdas técnicas	Redução - Energia não distribuída	Redução Compensações	Redução - Leituras	Redução - Inadimplência
ELETROPAULO	4,60%	45,64%	7,84%	20,44%	0,94%	3,46%	2,72%	4,78%	9,59%
LIGHT	6,47%	30,55%	5,32%	38,29%	0,86%	5,03%	2,56%	2,92%	7,99%
COELBA	14,26%	36,93%	6,42%	13,57%	1,35%	6,69%	4,30%	8,81%	7,65%
CELPE	8,06%	35,53%	6,18%	25,14%	1,15%	6,23%	2,84%	7,33%	7,55%
AMPLA	9,55%	30,30%	5,28%	30,27%	0,90%	4,83%	6,00%	4,98%	7,90%
CELG	4,67%	39,08%	6,79%	8,79%	1,30%	12,67%	11,53%	6,40%	8,77%
AES SUL	8,83%	46,40%	8,07%	9,50%	1,24%	5,94%	4,53%	4,81%	10,69%
CEB	5,21%	47,37%	8,25%	10,58%	1,42%	8,66%	3,69%	4,85%	9,95%
CELPA	12,07%	19,39%	3,38%	27,11%	0,96%	17,95%	10,10%	4,14%	4,91%

CENÁRIO 2

Concessionária	Região	% Mercado Brasil	Tarifa Média (R\$/MWh)	% Perdas Não Técnicas / Mercado Total	DEC de partida (h)	DEC resultante estimado (h)	Redução DEC obtida (h)	Redução DEC obtida (%)	Necessidade de redução de DEC em relação à meta (%)	Tempo de payback (anos)
ELETROPAULO	SE	11,00%	436,00	6,79%	8,35	5,85	2,51	0,30	-3,36%	10,0
LIGHT	SE	6,75%	543,00	18,99%	18,15	12,71	5,45	0,30	100,11%	4,9
COELBA	NE	3,93%	430,00	5,57%	19,98	13,99	5,99	0,30	3,74%	-
CELPE	NE	2,84%	441,00	10,72%	19,32	13,52	5,80	0,30	11,16%	21,8
AMPLA	SE	2,65%	541,00	15,14%	17,58	12,31	5,27	0,30	29,46%	10,3
CELG	CO	2,76%	466,00	3,41%	35,72	25,00	10,72	0,30	99,11%	13,3
AES SUL	S	2,16%	478,00	3,10%	14,11	9,88	4,23	0,30	-1,81%	9,5
CEB	CO	1,61%	436,00	3,38%	20,16	14,11	6,05	0,30	66,06%	9,1
CELPA	N	1,64%	525,00	21,18%	102,00	71,40	30,60	0,30	169,34%	6,2

% BENEFÍCIOS RESULTANTES									
Concessionária	Demanda de ponta - Postergação de Investimentos	Redução - Consumo de energia	Redução - Novas plantas geração	Redução - Perdas não técnicas	Redução - Perdas técnicas	Redução - Energia não distribuída	Redução Compensações	Redução - Leituras	Redução - Inadimplência
ELETROPAULO	4,37%	43,39%	7,46%	19,43%	0,89%	8,22%	2,58%	4,55%	9,11%
LIGHT	6,02%	28,41%	4,94%	35,60%	0,80%	11,70%	2,38%	2,72%	7,43%
COELBA	12,96%	33,56%	5,84%	12,34%	1,23%	15,21%	3,91%	8,01%	6,95%
CELPE	7,37%	32,49%	5,65%	22,99%	1,05%	14,24%	2,59%	6,71%	6,90%
AMPLA	8,90%	28,25%	4,92%	28,22%	0,84%	11,26%	5,59%	4,65%	7,36%
CELG	3,92%	32,84%	5,70%	7,39%	1,09%	26,61%	9,69%	5,38%	7,37%
AES SUL	8,10%	42,60%	7,41%	8,72%	1,14%	13,64%	4,16%	4,42%	9,81%
CEB	4,61%	41,92%	7,30%	9,36%	1,26%	19,17%	3,27%	4,29%	8,81%
CELPA	9,51%	15,28%	2,66%	21,36%	0,76%	35,35%	7,96%	3,26%	3,86%

CENÁRIO 3

Concessionária	Região	% Mercado Brasil	Tarifa Média (R\$/MWh)	% Perdas Não Técnicas / Mercado Total	DEC de partida (h)	DEC resultante estimado (h)	Redução DEC obtida (h)	Redução DEC obtida (%)	Necessidade de redução de DEC em relação à meta (%)	Tempo de payback (anos)
ELETROPAULO	SE	11,00%	436,00	6,79%	8,35	4,84	3,51	0,42	-3,36%	9,5
LIGHT	SE	6,75%	543,00	18,99%	18,15	10,53	7,62	0,42	100,11%	4,6
COELBA	NE	3,93%	430,00	5,57%	19,98	11,59	8,39	0,42	3,74%	35,4
CELPE	NE	2,84%	441,00	10,72%	19,32	11,21	8,11	0,42	11,16%	18,8
AMPLA	SE	2,65%	541,00	15,14%	17,58	10,20	7,38	0,42	29,46%	9,6
CELG	CO	2,76%	466,00	3,41%	35,72	20,72	15,00	0,42	99,11%	11,1
AES SUL	S	2,16%	478,00	3,10%	14,11	8,18	5,93	0,42	-1,81%	8,8
CEB	CO	1,61%	436,00	3,38%	20,16	11,69	8,47	0,42	66,06%	8,2
CELPA	N	1,64%	525,00	21,18%	102,00	59,16	42,84	0,42	169,34%	5,2

Concessionária	% BENEFÍCIOS RESULTANTES								
	Demanda de ponta - Postergação de Investimentos	Redução - Consumo de energia	Redução - Novas plantas geração	Redução - Perdas não técnicas	Redução - Perdas técnicas	Redução - Energia não distribuída	Redução - Compensações	Redução - Leituras	Redução - Inadimplência
ELETROPAULO	4,23%	42,00%	7,22%	18,81%	0,86%	11,14%	2,50%	4,40%	8,82%
LIGHT	5,75%	27,14%	4,72%	34,01%	0,77%	15,64%	2,27%	2,60%	7,10%
COELBA	12,22%	31,63%	5,50%	11,63%	1,16%	20,07%	3,69%	7,55%	6,55%
CELPE	6,97%	30,74%	5,34%	21,76%	0,99%	18,86%	2,45%	6,34%	6,53%
AMPLA	8,52%	27,03%	4,71%	27,01%	0,81%	15,09%	5,35%	4,44%	7,05%
CELG	3,54%	29,68%	5,16%	6,68%	0,98%	33,67%	8,76%	4,86%	6,66%
AES SUL	7,68%	40,40%	7,02%	8,27%	1,08%	18,10%	3,95%	4,19%	9,30%
CEB	4,28%	38,94%	6,78%	8,70%	1,17%	24,93%	3,04%	3,99%	8,18%
CELPA	8,33%	13,39%	2,33%	18,71%	0,66%	43,36%	6,97%	2,85%	3,39%