

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

**ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO DA
IMPLANTAÇÃO DE REDES INTELIGENTES NO BRASIL**

HUGO LAMIN

ORIENTADOR: IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO

TESE DE DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.TD - 076/13

BRASÍLIA/DF: JULHO - 2013

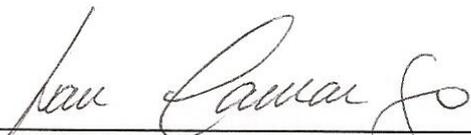
**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO DA IMPLANTAÇÃO DE
REDES INTELIGENTES NO BRASIL**

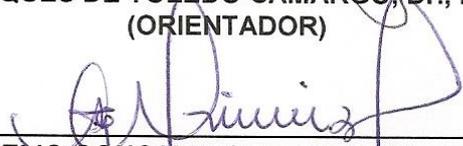
HUGO LAMIN

TESE DE DOUTORADO 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 DOUTOR.

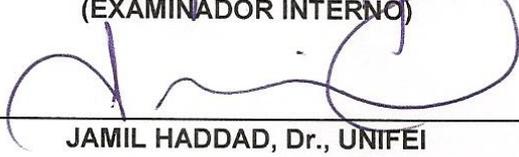
APROVADA POR:



IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO, Dr., ENE/UNB
(ORIENTADOR)



MARCO AURELIO GONÇALVES DE OLIVEIRA, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)



JAMIL HADDAD, Dr., UNIFEI
(EXAMINADOR EXTERNO)



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



MAURO MOURA SEVERINO, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)

Brasília, 02 de julho de 2013.

FICHA CATALOGRÁFICA

LAMIN, HUGO

Análise de Impacto Regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil [Distrito Federal] 2013.

xxii, 300p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Doutor, Tese de Doutorado - 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 Impacto Regulatório

5. Análise Técnico-Econômica

6. Custos e Benefícios

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

LAMIN, HUGO. (2013). Análise de Impacto Regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-076/13, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 300p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Hugo Lamin.

TÍTULO: Análise de Impacto Regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil.

GRAU: Doutor

ANO: 2013

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta tese de doutorado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta tese de doutorado 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.

Ao meu pai.

AGRADECIMENTOS

À pessoa que tanto amo, minha esposa Claudia, pelo amor e carinho. Agradeço ainda pela compreensão, estímulo e apoio para a realização deste trabalho.

Aos meus pais, Maria do Carmo e Antonio, pelo exemplo de amor e de dedicação à família e pelo comprometimento na educação dos filhos.

À tia Neide e aos meus queridos primos, que inicialmente me acolheram em Brasília e nunca me negaram afeto, ajuda e atenção.

Aos colegas da SRD/ANEEL. Em especial, agradeço aos amigos João Marcelo, pelas valiosas contribuições ao texto, e Carlos Mattar, pelo suporte e incentivo na carreira e nos estudos.

Ao Professor Ivan Camargo, pela atenção, pelos ensinamentos e pela honra de sua orientação.

RESUMO

ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO DA IMPLANTAÇÃO DE REDES INTELIGENTES NO BRASIL

Autor: Hugo Lamin

Orientador: Ivan Marques de Toledo Camargo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, julho de 2013

Redes inteligentes referem-se à inserção de novas tecnologias e de elementos digitais no setor elétrico, em especial no segmento de distribuição. Elas constituem em maiores automação e eficiência na prestação dos serviços de eletricidade. Os benefícios das redes inteligentes são diversos e espalham-se por toda a sociedade, abrangendo tanto distribuidoras quanto consumidores, além de ganhos transversais ao setor elétrico.

A implantação de redes inteligentes mostra-se uma oportunidade para combater alguns dos principais problemas verificados no setor elétrico brasileiro: perdas não técnicas, baixa confiabilidade (interrupções no fornecimento) e outros tipos de ineficiências.

Como redes inteligentes envolvem implantações em grande escala e custos elevados, torna-se relevante uma avaliação acerca do nível de intervenção de uma política pública e(ou) de um regulamento. É neste ponto que se mostra oportuna a realização de uma Análise de Impacto Regulatório - AIR. Esse tipo de análise apresenta uma avaliação antecipada dos impactos de regulamentos novos ou alterados.

Logo, o objetivo deste trabalho é apresentar custos e benefícios relacionados à implantação de redes inteligentes no Brasil. Trata-se de uma AIR em que são estimados gastos com equipamentos e infraestrutura de medição, telecomunicações, automação e Tecnologia da Informação - TI. Também são avaliados ganhos em nove categorias de benefícios.

A análise utiliza informações de custos e benefícios de dezenas de países. São levantados seis possíveis cenários de implantação para o Brasil e os resultados consideram o Valor Presente Líquido - VPL da sequência anual de custos e benefícios.

ABSTRACT

REGULATORY IMPACT ANALYSIS OF SMART GRIDS DEPLOYMENT IN BRAZIL

Author: Hugo Lamin

Supervisor: Ivan Marques de Toledo Camargo

Electrical Engineering Postgraduate Program

Brasília, July 2013

Smart grids consist of the insertion of new technologies and digital devices in power systems, particularly in the electricity distribution segment, leading to a higher level of automation and efficiency in power supply. The benefits of smart grids are spread throughout the society, including both utilities and consumers, and its outcomes can be perceived beyond the power sector.

In theory, smart grids represent an opportunity to solve some of the major problems in the Brazilian electricity sector: non-technical losses, reliability issues (supply outages) and other inefficiencies.

However, since smart grids involve large-scale deployments and high costs, an assessment of government intervention level - via public policy or regulation - is imperative. At this point, Regulatory Impact Analysis - RIA shows itself as an appropriate tool in order to provide the decision maker with a previous impact assessment of a new regulation or changes in current regulatory status.

Therefore, the main purpose of this thesis is to estimate and analyze costs and benefits related to smart grids implementation in Brazil. The assessment of costs includes equipment and infrastructure of metering devices, telecommunications, automation and Information Technology. As for the benefits, nine categories are created to comprise economic, environmental and technical gains.

Several different countries experiences and data provide a background for the study. Scenario planning led to six possible deployment options for Brazil and their outputs are examined via the Net Present Value - NPV of annual costs and benefits.

SUMÁRIO

1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.1 - CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2 - MOTIVAÇÕES DO TRABALHO	2
1.3 - OBJETIVOS DO TRABALHO	4
1.4 - ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO.....	5
2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA ACERCA DE REDES INTELIGENTES.....	7
2.1 - DEFINIÇÃO	7
2.2 - MOTIVADORES E VANTAGENS DA IMPLANTAÇÃO	8
2.3 - AS FUNCIONALIDADES E A APLICAÇÃO NESTE TRABALHO.....	10
2.3.1 - Medição inteligente	10
2.3.2 - <i>In Home Displays</i> - IHDs	12
2.3.3 - Infraestrutura de telecomunicações	13
2.3.4 - Automação	14
2.3.5 - Tecnologia da Informação - TI.....	15
2.4 - EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS	15
2.4.1 - Europa.....	16
2.4.1.1 - Itália.....	17
2.4.1.2 - Reino Unido	18
2.4.2 - América do Norte.....	18
2.4.2.1 - Estados Unidos.....	18
2.4.2.2 - Canadá.....	20
2.4.3 - Outros.....	21
2.5 - EXPERIÊNCIAS BRASILEIRAS.....	21
3 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA ACERCA DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO	25
3.1 - DEFINIÇÃO	25
3.2 - AS ETAPAS CONSTITUINTES E A APLICAÇÃO NESTE TRABALHO..	26
3.3 - EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS	29
3.4 - EXPERIÊNCIAS BRASILEIRAS.....	29
4 - MATERIAIS E MÉTODOS	31

4.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS	31
4.2 - OBTENÇÃO DE INFORMAÇÕES PARA A AIR.....	32
4.3 - RESUMO DA AIR	33
4.4 - CARACTERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS DA AIR.....	43
4.5 - PERFIL DE IMPLANTAÇÃO DAS TECNOLOGIAS NA AIR	45
4.6 - PRAZOS E TAXAS CONSIDERADOS NA AIR	47
4.6.1 - Tempo de análise.....	47
4.6.2 - Vida útil.....	48
4.6.3 - Ciclo de implantação.....	50
4.6.4 - Taxa de desconto	53
4.6.5 - Taxa anual de crescimento de mercado	54
4.6.6 - Crescimento anual de unidades consumidoras	54
4.6.7 - Ganhos de escala e evolução tecnológica (redução dos custos).....	55
4.6.8 - Outros.....	57
4.7 - CUSTOS CONSIDERADOS NA AIR.....	57
4.7.1 - Aquisição e instalação do medidor inteligente	58
4.7.2 - Aquisição e instalação do medidor básico	60
4.7.3 - Aquisição e instalação de <i>In Home Display</i> – IHD	61
4.7.4 - Aquisição e instalação de infraestrutura de telecomunicações.....	62
4.7.5 - Aquisição e instalação de infraestrutura de automação.....	63
4.7.6 - Aquisição e instalação de infraestrutura de tecnologia da informação	65
4.7.7 - Gastos de O&M para infraestrutura de telecomunicações.....	66
4.7.8 - Subscrição dos serviços de telecomunicações (aluguel).....	67
4.7.9 - Gastos de O&M para infraestrutura de tecnologia da informação	67
4.7.10 - Gastos de O&M para infraestrutura de automação.....	68
4.7.11 - Logística do programa.....	68
4.7.12 - Campanhas de comunicação	69
4.7.13 - Custos administrativos	71
4.8 - BENEFÍCIOS CONSIDERADOS NA AIR	72
4.8.1 - Eficiência Energética - EE	73
4.8.1.1 - Redução de demanda de ponta	82
4.8.1.2 - Redução do consumo de energia elétrica	84
4.8.1.3 - Redução da necessidade de novas plantas de geração	86
4.8.2 - Melhoria da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica.....	87

4.8.2.1 - Redução da Energia Não Distribuída - END	92
4.8.2.2 - Recuperação de receita.....	96
4.8.2.3 - Redução de compensações	97
4.8.3 - Redução de Perdas.....	98
4.8.3.1 - Redução de Perdas Não Técnicas.....	100
4.8.3.2 - Redução de Perdas Técnicas	102
4.8.4 - Redução de custos operacionais.....	105
4.8.4.1 - Leitura remota	106
4.8.4.2 - Corte e religação (atividade não programada)	108
4.8.4.3 - Desligamento Programado	111
4.8.5 - Redução de emissão de dióxido de carbono (CO₂).....	113
4.8.6 - Redução de inadimplência	118
4.8.7 - Redução de gastos com Centrais de Teletendimento (<i>Call Center</i>)	122
4.8.8 - Redução de emissão de faturas de papel.....	124
4.8.9 - Custos evitados com compras de medidores básicos	126
4.9 - CUSTOS NÃO CONTABILIZADOS NA AIR	127
4.9.1 - Taxas e preços por uso do espectro (telecomunicações).....	127
4.9.2 - Adequação de caixas de medição e necessidade de obras civis.....	130
4.9.3 - Custo do abate	130
4.9.4 - Descarte dos medidores eletromecânicos.....	131
4.9.5 - Taxa de reinstalação e taxa de falha	132
4.9.6 - Custo social com o fim das atividades dos leituristas	132
4.9.7 - Custo de oportunidade do tempo dos consumidores	133
4.10 - BENEFÍCIOS NÃO CONTABILIZADOS NA AIR.....	133
4.10.1 - Mercado livre	134
4.10.2 - Valor residual dos equipamentos e sistemas de redes inteligentes	135
4.10.3 - Maiores valores de vida útil	136
4.10.4 - Pré-pagamento	137
4.10.5 - Pós-pagamento eletrônico	140
4.10.6 - <i>Multi-utility</i>	141
4.10.7 - Nível de tensão.....	141
4.10.8 - Energia reativa	142
4.10.9 - Sensibilidade a pequenas cargas.....	143
4.10.10 - Perdas técnicas do medidor	143

4.10.11 - Gestão de ativos.....	144
4.10.12 - Mais informações disponíveis e melhores dados para planejamento...	144
4.10.13 - Cidades digitais e compartilhamento de infraestrutura.....	145
4.10.14 - Desenvolvimento da atividade econômica	146
4.10.15 - Segurança do trabalho e das instalações.....	149
4.10.16 - Ganho de oportunidade do tempo dos consumidores.....	149
4.10.17 - Outros benefícios possíveis com medidores eletrônicos	149
5 - RESULTADOS	151
5.1 - QUANTIDADES ENVOLVIDAS NA IMPLANTAÇÃO	151
5.2 - VALORES MONETÁRIOS DECORRENTES DA IMPLANTAÇÃO	155
5.3 - O MELHOR CENÁRIO DA ANÁLISE	157
5.3.1 - Custos incorridos no melhor cenário	158
5.3.2 - Benefícios incorridos no melhor cenário.....	161
5.3.3 - Custos versus benefícios do melhor cenário	167
5.4 - DIVISÃO E PERCEPÇÃO DOS IMPACTOS ENTRE OS AGENTES	171
5.5 - IMPACTO MONETÁRIO DA IMPLANTAÇÃO.....	174
5.6 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	175
5.6.1 - TESTE DO CUSTO DE AQUISIÇÃO DO MEDIDOR INTELIGENTE	175
5.6.2 - TESTE DO CUSTO DE AQUISIÇÃO DO IHD.....	178
5.6.3 - TESTE DO PERCENTUAL DE REDUÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS	179
5.6.4 - TESTE DO PERCENTUAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.....	180
5.6.5 - TESTE DO PERCENTUAL DE MELHORIA DA QUALIDADE.....	183
5.6.6 - TESTE DO TEMPO DE ANÁLISE.....	184
5.6.7 - TESTE DA TAXA DE DESCONTO.....	185
6 - CONCLUSÕES.....	186
6.1 - CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	186
6.2 - PRINCIPAIS ASPECTOS E CONCLUSÕES	187
6.3 - CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	191
6.4 - SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	192
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	193
APÊNDICE A - INFORMAÇÕES DE PILOTOS BRASILEIROS	214

A.1 - APARECIDA (BANDEIRANTE)	214
A.2 - SETE LAGOAS (CEMIG)	217
A.3 - PARINTINS (ELETROBRAS)	222
APÊNDICE B - DADOS DA PESQUISA PARA A AIR.....	225
B.1 - LEVANTAMENTO DE PRAZOS, TAXAS E DEMAIS PARÂMETROS ..	225
B.2 - LEVANTAMENTO DE CUSTOS	233
B.3 - LEVANTAMENTO DE BENEFÍCIOS.....	254
APÊNDICE C - CENÁRIO ZERO	283
APÊNDICE D - RESULTADOS DOS CENÁRIOS 1 A 5	286
D.1 - CENÁRIO 1	286
D.2 - CENÁRIO 2	289
D.3 - CENÁRIO 3	292
D.4 - CENÁRIO 4	295
D.5 - CENÁRIO 5	298

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Taxa mensal (durante 12 anos) para custear sistemas avançados de medição no Texas....	19
Tabela 3.1 - As etapas de uma AIR e a relação com o objeto deste trabalho.....	27
Tabela 4.1 - Cenários considerados na AIR.	34
Tabela 4.2 - Prazos e taxas considerados na AIR.....	35
Tabela 4.3 - Quantidade unidades consumidoras sujeitas à implantação de redes inteligentes.	36
Tabela 4.4 - Custos de aquisição e instalação de equipamentos considerados na AIR.	37
Tabela 4.5 - Custos de subscrição, operação e manutenção considerados na AIR.	38
Tabela 4.6 - Custos administrativos, de logística e de comunicação considerados na AIR.	39
Tabela 4.7 - Benefícios considerados na AIR.	41
Tabela 4.8 - Vida útil regulatória de equipamentos do contexto de redes inteligentes	49
Tabela 4.9 - Consumo, receita e tarifa média de fornecimento por classe (Grupo B)	73
Tabela 4.10 - Investimentos (R\$/kW) necessários para novas plantas de geração	87
Tabela 4.11 - Compensação por violação dos limites de continuidade individuais	97
Tabela 4.12 - Custo médio por leitura reconhecido pela Aneel no 2CRTP (R\$/mês).	107
Tabela 4.13 - Valores de religação normal e de urgência considerados pela Aneel	108
Tabela 4.14 - Quantidade de atividades (2012) de corte e religação não programadas.	110
Tabela 4.15 - Valores de desligamento programado considerados pela Aneel	111
Tabela 4.16 - Quantidade de atividades (2012) de desligamento programado.	112
Tabela 4.17 - Percentuais de receitas irrecuperáveis no Brasil em 2007 e 2008.....	121
Tabela 4.18 - Inadimplência média total 2007 e 2008 no Brasil.....	121
Tabela 4.19 - Taxas e preços por uso do espectro no âmbito de redes inteligentes	128
Tabela 4.20 - Impactos na economia dos Estados Unidos em função Recovery Act of 2009	148
Tabela 4.21 - Comparação entre medidores eletromecânicos e eletrônicos.....	150
Tabela 5.1 - Valores Presentes, Razão Benefício/Custo e TIR da ACB.	156
Tabela 5.2 - Percepção dos custos entre os agentes.	171
Tabela 5.3 - Percepção dos benefícios entre os agentes.....	172
Tabela 5.4 - Taxa hipotética mensal por UC para implantação de redes inteligentes.....	175
Tabela 5.5 - Valor de corte do custo do medidor inteligente para cada cenário	176
Tabela 5.6 - Resultados da aplicação do valor de corte do custo do medidor inteligente	177
Tabela 5.7 - Valor de corte do percentual de redução de perdas não técnicas para cada cenário ..	180
Tabela 5.8 - Valor de corte do percentual de eficiência energética para os Cenários 1, 2 e 3	181
Tabela A.1 - Custos de aquisição e instalação de medidores do piloto da Bandeirante.....	214
Tabela A.2 - Custos da infraestrutura de telecomunicações do piloto da Bandeirante.	215
Tabela A.3 - Custos da infraestrutura de TI do piloto da Bandeirante.....	215

Tabela A.4 - Custos de serviços diversos do piloto da Bandeirante	215
Tabela A.5 - Compilação dos custos totais do piloto da Bandeirante	216
Tabela A.6 - Custos de aquisição e instalação de medidores (PLC) do piloto da Cemig	217
Tabela A.7 - Custos da infraestrutura de telecomunicações (PLC) do piloto da Cemig	218
Tabela A.8 - Custos da infraestrutura de telecomunicações (PLC) do piloto da Cemig	218
Tabela A.9 - Custos de serviços diversos (PLC) do piloto da Cemig	218
Tabela A.10 - Compilação dos custos totais (PLC) do piloto da Cemig.....	218
Tabela A.11 - Custos de aquisição e instalação de medidores (Mesh) do piloto da Cemig	219
Tabela A.12 - Custos da infraestrutura de telecomunicações (Mesh) do piloto da Cemig	220
Tabela A.13 - Custos da infraestrutura de TI (Mesh) do piloto da Cemig	220
Tabela A.14 - Custos de serviços diversos (Mesh) do piloto da Cemig.....	220
Tabela A.15 - Compilação dos custos totais (Mesh) do piloto da Cemig	221
Tabela A.16 - Custos de adequação das unidades consumidoras do piloto da Cemig	221
Tabela A.17 - Custos de aquisição de medidores do piloto da Eletrobras	222
Tabela A.18 - Custos da infraestrutura de telecomunicações do piloto da Eletrobras	222
Tabela A.19 - Custos da infraestrutura de TI do piloto da Eletrobras.....	223
Tabela A.20 - Custos de serviços diversos do piloto da Eletrobras	223
Tabela A.21 - Compilação dos custos totais do piloto da Eletrobras	224
Tabela A.22 - Custos de adequação das unidades consumidoras do piloto da Eletrobras	224
Tabela B.1 - Abrangências adotadas em análises custo-benefício	225
Tabela B.2 - Cenários de implantação adotados em análises custo-benefício	226
Tabela B.3 - Tempos de análise adotado em análises custo-benefício.....	227
Tabela B.4 - Valores de vida útil de medidores eletrônicos.....	228
Tabela B.5 - Valores de vida útil de equipamentos de telecomunicações e(ou) de TI.....	229
Tabela B.6 - Períodos e calendários de substituição em análises custo-benefício	230
Tabela B.7 - Taxas de desconto adotadas em análises custo-benefício	231
Tabela B.8 - Taxas de crescimento de mercado adotadas em análises custo-benefício	231
Tabela B.9 - Ganhos de escala e maturação tecnológica em análises de custo-benefício.....	232
Tabela B.10 - Custos de aquisição de medidores inteligentes.....	233
Tabela B.11 - Custos de substituição/instalação de medidor	236
Tabela B.12 - Custos de aquisição de medidores eletrônicos básicos.....	237
Tabela B.13 - Custos de aquisição de IHD	238
Tabela B.14 - Custos de instalação de IHD.....	238
Tabela B.15 - Custos de aquisição e instalação da infraestrutura de telecomunicações	239
Tabela B.16 - Custos de aquisição e instalação da infraestrutura de TI.....	242
Tabela B.17 - Custos de O&M da infraestrutura de telecomunicações	245
Tabela B.18 - Custos de subscrição e utilização do serviço de telecomunicações.....	246

Tabela B.19 - Custos de O&M da infraestrutura de TI.....	249
Tabela B.20 - Custos com gestão, logística e campanhas de comunicação	251
Tabela B.21 - Custo de oportunidade do tempo dos consumidores	253
Tabela B.22 - Informações sobre redução de demanda de ponta (kW).....	254
Tabela B.23 - Informações sobre redução de investimentos em redes de distribuição e de transmissão.....	257
Tabela B.24 - Informações sobre redução de consumo de energia elétrica (kWh).....	258
Tabela B.25 - Informações sobre redução de investimentos em plantas de geração.....	261
Tabela B.26 - Informações sobre melhoria da qualidade do serviço (continuidade).	262
Tabela B.27 - Custo da Energia Não Distribuída - END.	264
Tabela B.28 - Informações sobre redução de perdas não técnicas	267
Tabela B.29 - Informações sobre racionalização do consumo após regularização de perdas não técnicas.....	270
Tabela B.30 - Informações sobre redução de perdas técnicas.....	271
Tabela B.31 - Custos de leitura	273
Tabela B.32 - Custos de corte e religamento.....	273
Tabela B.33 - Informações sobre redução de emissão de CO2.....	274
Tabela B.34 - Informações sobre redução de inadimplência	275
Tabela B.35 - Informações sobre redução de custos com Call Center	276
Tabela B.36 - Informações sobre redução do custo com faturamento em faturas de papel	277
Tabela B.37 - Custos evitados de aquisição e instalação de medidores convencionais	277
Tabela B.38 - Informações sobre ganhos para a competitividade e o mercado livre	278
Tabela B.39 - Informações sobre benefícios relacionados à conformidade do nível de tensão	279
Tabela B.40 - Informações sobre benefícios com gestão de ativos.....	280
Tabela B.41 - Informações sobre benefícios com mais dados para planejamento	281
Tabela B.42 - Informações sobre ganho de oportunidade do tempo dos consumidores	282

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Principais motivadores para implantação de redes inteligentes em diferentes países	9
Figura 2.2 - Exemplos de medidores inteligentes	11
Figura 2.3 - Exemplos de In Home Displays - IHDs	12
Figura 2.4 - Diagrama esquemático com a estrutura de telecomunicações.....	14
Figura 2.5 - Concentrador de medidores no Sistema de Medição Centralizada - SMC.....	22
Figura 2.6 - Projetos pilotos de cidades inteligentes no Brasil	24
Figura 4.1 - Perfil de implantação de medidores inteligentes considerado na AIR	46
Figura 4.2 - Projeção dos ciclos de implantação de medidores, IHDs e equipamentos de telecomunicações e de automação.....	52
Figura 4.3 - Projeção dos ciclos de implantação de sistemas de TI	52
Figura 4.4 - Previsão de crescimento do número de UCs no Brasil durante o tempo de análise	55
Figura 4.5 - Projeção ilustrativa de custos de equipamentos para o setor elétrico	56
Figura 4.6 - Projeção do preço dos medidores inteligentes adotados nesta AIR	59
Figura 4.7 - Projeção dos preços de IHD e rede HAN adotados nesta AIR	62
Figura 4.8 - Projeção ilustrativa da Tarifa Branca e comparação com a Tarifa Convencional	78
Figura 4.9 - Reduções médias de consumo residencial em 36 pilotos dependendo do tipo de Feedback	80
Figura 4.10 - Reduções de demanda de ponta em 134 pilotos dependendo do tipo de tarifação e do tipo de mecanismo de tecnologia de feedback e(ou) automação doméstica	81
Figura 4.11 - Reduções de demanda de ponta a depender da relação ponta/fora ponta do valor da tarifa, sem aplicação de mecanismos de feedback e automação doméstica (43 pilotos).....	81
Figura 4.12 - Reduções de demanda de ponta a depender da relação ponta/fora ponta do valor da tarifa, com e sem aplicação de mecanismos de feedback e automação doméstica	82
Figura 4.13 - Histórico dos indicadores de continuidade DEC e FEC no Brasil	89
Figura 4.14 - Duração das interrupções (minutos por ano) em países da Europa	89
Figura 4.15 - Diminuição de custos operacionais e melhoria da qualidade do serviço decorrentes da implantação de redes inteligentes na Itália.....	93
Figura 4.16 - Custo da END resultante de uma pesquisa realizada pela CSPE	95
Figura 4.17 - Simulação do valor da compensação de acordo com a melhoria da continuidade	98
Figura 4.18 - Perdas na distribuição no 2CRTP: (i) perdas técnicas e (ii) perdas não técnicas	99
Figura 4.19 - Percentual de perdas técnicas e não técnicas na distribuição por região	99
Figura 4.20 - Comparação (janeiro de 2012) do salário mínimo de 18 países	107
Figura 4.21 - Fator de emissão de CO ₂ de fontes de geração a partir de combustíveis fósseis.....	115
Figura 4.22 - Fator de emissão de CO ₂ de fontes de geração com baixo carbono	115

Figura 4.23 - Projeções de preço (€) da tonelada de carbono equivalente, decorrentes de uma análise de impacto conduzida pela União Europeia.....	117
Figura 4.24 - Projeções de gastos com taxas e preços por uso do espectro em uma cidade com cem mil unidades consumidoras	129
Figura 5.1 - Percentual de medidores inteligentes instalados frente ao total de UCs existentes....	151
Figura 5.2 - Percentual de IHDs instalados frente ao total de UCs existentes	152
Figura 5.3 - Quantidade de medidores inteligentes instalados por ano no Grau Tímido	153
Figura 5.4 - Quantidade de medidores inteligentes instalados por ano no Grau Intermediário	153
Figura 5.5 - Quantidade de medidores inteligentes instalados por ano no Grau Avançado.....	154
Figura 5.6 - Quantidade de medidores inteligentes em campo	154
Figura 5.7 - Compras acumuladas de medidores inteligentes ao longo do tempo	155
Figura 5.8 - Valores presentes da ACB.....	157
Figura 5.9 - Distribuição percentual do Valor Presente dos custos do Cenário 6	159
Figura 5.10 - Custos anuais com aquisição e instalação de equipamentos do Cenário 6.....	159
Figura 5.11 - Custos anuais com O&M e subscrição do Cenário 6	160
Figura 5.12 - Custos anuais de logística, campanhas e administrativos do Cenário 6.....	160
Figura 5.13 - Custos anuais totais do Cenário 6.....	161
Figura 5.14 - Distribuição percentual do Valor Presente dos benefícios do Cenário 6.....	162
Figura 5.15 - Benefícios anuais do Cenário 6 com redução de perdas.....	162
Figura 5.16 - Benefícios anuais do Cenário 6 com eficiência energética	163
Figura 5.17 - Benefícios anuais do Cenário 6 com melhoria da continuidade.....	163
Figura 5.18 - Benefícios anuais do Cenário 6 com redução de custos operacionais.....	164
Figura 5.19 - Benefícios anuais do Cenário 6 com redução da emissão de CO ₂	164
Figura 5.20 - Benefícios anuais do Cenário 6 com redução da emissão das faturas de papel.....	165
Figura 5.21 - Benefícios anuais do Cenário 6 com redução de inadimplência	165
Figura 5.22 - Custos evitados do Cenário 6 com aquisição de medidores básicos	166
Figura 5.23 - Benefícios anuais do Cenário 6 com redução de gastos com Call Center	166
Figura 5.24 - Benefícios anuais totais do Cenário 6.....	167
Figura 5.25 - Valor Presente de cada categoria de custos e de benefícios do Cenário 6.....	168
Figura 5.26 - Valor Presente total dos custos e dos benefícios do Cenário 6.....	169
Figura 5.27 - Saldo anual e custos e benefícios anuais totais do Cenário 6	169
Figura 5.28 - Divisão dos custos no Cenário 6.....	172
Figura 5.29 – Divisão dos benefícios no Cenário 6.	173
Figura 5.30 - Teste do custo de aquisição do medidor inteligente e o reflexo no Cenário 6	178
Figura 5.31 - Teste do custo de aquisição do IHD e o reflexo nos Cenários 4, 5 e 6.....	179
Figura 5.32 - Teste do percentual de redução de perdas não técnicas e o reflexo nos cenários.....	180
Figura 5.33 - Teste do percentual de eficiência energética e o reflexo nos Cenários 1, 2 e 3.....	182

Figura 5.34 - Teste do percentual de eficiência energética e o reflexo nos Cenários 4, 5 e 6.....	182
Figura 5.35 - Teste do percentual de redução do indicador DEC Brasil e o reflexo nos cenários.	183
Figura 5.36 - Teste do tempo de análise e o reflexo nos cenários.....	184
Figura 5.37 - Teste da taxa de desconto e reflexo nos cenários	185
Figura C.1 - Quantidade de medidores eletrônicos básicos instalados por ano no Cenário Zero ..	284
Figura C.2 - Custos anuais totais do Cenário Zero.....	284
Figura D.1 - Custos anuais totais do Cenário 1	286
Figura D.2 - Benefícios anuais totais do Cenário 1.....	286
Figura D.3 - Valor Presente de cada categoria de custos e de benefícios do Cenário 1.....	287
Figura D.4 - Valor Presente total dos custos e dos benefícios do Cenário 1.....	288
Figura D.5 - Saldo anual e custos e benefícios anuais totais do Cenário 1	288
Figura D.6 - Custos anuais totais do Cenário 2.....	289
Figura D.7 - Benefícios anuais totais do Cenário 2.....	289
Figura D.8 - Valor Presente de cada categoria de custos e de benefícios do Cenário 2.....	290
Figura D.9 - Valor Presente total dos custos e dos benefícios do Cenário 2.....	291
Figura D.10 - Saldo anual e custos e benefícios anuais totais do Cenário 2	291
Figura D.11 - Custos anuais totais do Cenário 3.....	292
Figura D.12 - Benefícios anuais totais do Cenário 3.....	292
Figura D.13 - Valor Presente de cada categoria de custos e de benefícios do Cenário3.....	293
Figura D.14 - Valor Presente total dos custos e dos benefícios do Cenário 3.....	294
Figura D.15 - Saldo anual e custos e benefícios anuais totais do Cenário 3	294
Figura D.16 - Custos anuais totais do Cenário 4.....	295
Figura D.17 - Benefícios anuais totais do Cenário 4.....	295
Figura D.18 - Valor Presente de cada categoria de custos e de benefícios do Cenário 4.....	296
Figura D.19 - Valor Presente total dos custos e dos benefícios do Cenário 4.....	297
Figura D.20 - Saldo anual e custos e benefícios anuais totais do Cenário 4	297
Figura D.21 - Custos anuais totais do Cenário 5.....	298
Figura D.22 - Benefícios anuais totais do Cenário 5.....	298
Figura D.23 - Valor Presente de cada categoria de custos e de benefícios do Cenário 5.....	299
Figura D.24 - Valor Presente total dos custos e dos benefícios do Cenário 5.....	300
Figura D.25 - Saldo anual e custos e benefícios anuais totais do Cenário 5	300

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

2CRTP	- Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de distribuição
3CRTP	- Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de distribuição
ABDI	- Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial
Abinee	- Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
Abradee	- Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACB	- Análise Custo-Benefício
ACEEE	- <i>American Council for an Energy-Efficient Economy</i> (Estados Unidos)
ACL	- Ambiente de Contratação Livre
Adesa	- Amazonas Distribuidora de Energia S.A
ADSL	- <i>Asymmetric Digital Subscriber Line</i>
AEMC	- <i>Australian Energy Market Commission</i> (Austrália)
AEMO	- Operador de Mercado Australiano (Austrália)
AEP TCC	- <i>American Electric Power Texas Central Company</i> (Estados Unidos)
AEP TNC	- <i>American Electric Power Texas North Company</i> (Estados Unidos)
AIR	- Análise de Impacto Regulatório
AMEU	- <i>Association of Municipal Electricity Distributors</i> (África do Sul)
AMI	- <i>Advanced Metering Infrastructure</i>
AMM+MU	- <i>Automated Meter Management + Multi-utility</i>
Anatel	- Agência Nacional de Telecomunicações
Ancine	- Agência Nacional do Cinema
Aneel	- Agência Nacional de Energia Elétrica
Anvisa	- Agência Nacional de Vigilância Sanitária
ARRA	- <i>American Recovery and Reinvestment Act of 2009</i> (Estados Unidos)
Arsesp	- Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
B/C	- Razão Benefício/Custo
Bandeirante	- EDP Bandeirante Energia S.A.
BaU	- <i>Business as usual</i>
BERR	- <i>Department for Business Enterprise and Regulatory Reform</i> (Reino Unido)
BGE	- <i>Baltimore Gas and Electric</i> (Estados Unidos)
BLS	- <i>Bureau of Labor Statistics</i> (Estados Unidos)
BNDES	- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAIDI	- <i>Customer Average Interruption Duration Index</i>
Capex	- <i>Capital Expenditure</i>
CCS	- <i>Carbon Capture and Storage</i>
CDA	- Controlador Doméstico de Automação
CEC	- <i>California Energy Commission</i> (Estados Unidos)
CEEE	- Companhia Estadual de Energia Elétrica
CEER	- <i>Council of European Energy Regulators</i> (Europa)
Celpa	- Centrais Elétricas do Pará
Cemig	- Companhia Energética de Minas Gerais
CER	- <i>The Commission for Energy Regulation</i> (Irlanda)
Chesp	- Companhia Hidroelétrica São Patrício
Cigre	- <i>Conseil International des Grands Réseaux Electriques</i>

CME	-	Custo Marginal de Expansão
CMO	-	Custo Marginal de Operação
CNE	-	<i>Comisión Nacional de Energía</i> (Espanha)
CNPE	-	Conselho Nacional de Política Energética
CO ₂	-	Dióxido de carbono (gás carbônico)
COD	-	Centro de Operação da Distribuição
COM-EU	-	Parlamento Europeu e o Conselho (Europa)
Copel	-	Companhia Paranaense de Energia
CPFL	-	Companhia Paulista de Força e Luz
CPP	-	<i>Critical Peak Pricing</i>
CSPE	-	Comissão de Serviços Públicos de Energia de São Paulo
CTA	-	Central de Teletendimento (<i>Call Center</i>)
DEC	-	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DECC	-	<i>Department of Energy and Climate Change</i> (Reino Unido)
DIC	-	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DICRI	-	Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por Unidade Consumidora
DMIC	-	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
DNAEE	-	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DOE	-	<i>Department of Energy</i> (Estados Unidos)
EC	-	<i>European Commission</i> (Europa)
Edenor	-	<i>Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.</i> (Argentina)
EDM	-	Electricidade de Moçambique (Moçambique)
EDRP	-	<i>Energy Demand Research Project</i> (Reino Unido)
EE	-	Eficiência Energética
EHV	-	<i>Extra high voltage</i>
EMS	-	<i>Energy Management System</i>
ENA	-	<i>Energy Networks Association</i> (Reino Unido)
END	-	Energia Não Distribuída
Enel	-	<i>Enel Distribuzione S.p.A.</i> (Itália)
Eneri	-	<i>Sistemas de Gestión Energética</i>
EPA	-	<i>Environmental Protection Agency</i> (Estados Unidos)
EPE	-	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	-	<i>Electric Power Research Institute</i> (Estados Unidos)
ERGEG	-	<i>European Regulators' Group for Electricity and Gas</i> (Europa)
Erse	-	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (Portugal)
ESC	-	<i>Essential Services Commission</i> (Austrália)
Esmig	-	<i>European Smart Metering Industry Group</i> (Europa)
FEC	-	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	-	Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora
Finep	-	Financiadora de Estudos e Projetos
Fistel	-	Fundo de Fiscalização das Telecomunicações
Gespública	-	Programa Nacional de Gestão Pública e Desburocratização
GPRS	-	<i>General Packet Radio Service</i>
GSM	-	<i>Global System for Mobile Communications</i>
HAN	-	<i>Home Area Network</i>
HV	-	<i>High voltage</i>

IEA	-	<i>International Energy Agency</i>
IED	-	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IEE	-	<i>Institute for Electric Efficiency</i> (Estados Unidos)
IHD	-	<i>In Home Display</i> ou <i>In House Display</i>
Inmetro	-	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
Isgan	-	<i>International Smart Grid Action Network</i>
JRC	-	<i>Joint Research Centre - European Commission</i> (Europa)
Lactec	-	Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento
LAN	-	<i>Local Area Network</i>
LV	-	<i>Low voltage</i>
MCPSE	-	Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
MCTI	-	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
MDIC	-	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior
MDL	-	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MDM	-	<i>Meter Data Management</i>
MME	-	Ministério de Minas e Energia
MV	-	<i>Medium voltage</i>
NAN	-	<i>Neighborhood Area Network</i>
Naruc	-	<i>National Association of Regulatory Utility Commissioners</i> (Estados Unidos)
Nerc	-	<i>North American Electric Reliability Corporation</i> (Estados Unidos e Canadá)
NPV	-	<i>Net Present Value</i>
O&M	-	Operação e manutenção
OCDE	-	Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OEB	-	<i>Ontario Energy Board</i> (Canadá)
Ofgem	-	<i>Office of Gas and Electricity Markets</i> (Reino Unido)
ONS	-	Operador Nacional do Sistema Elétrico
Opex	-	<i>Operational Expenditure</i>
P&D	-	Pesquisa e Desenvolvimento
PAN	-	<i>Personal Area Network</i>
PCH	-	Pequena Central Hidrelétrica
PDD	-	Plano de Desenvolvimento da Distribuição
PDE	-	Plano Decenal de Expansão
PG&E	-	<i>Pacific Gas e Electric Company</i> (Estados Unidos)
PLC	-	<i>Power Line Communications</i>
PNNL	-	<i>Pacific Northwest National Laboratory</i> (Estados Unidos)
POST	-	<i>The Parliamentary Office of Science and Technology</i> (Reino Unido)
PPDEST	-	Preço Público pelo Direito de Exploração de Serviço de Telecomunicações
PPDUR	-	Preço Público pelo Direito de Uso de Radiofrequência
Prodist	-	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PRO-REG	-	Programa de Fortalecimento da Capacidade Institucional para Gestão em Regulação
Proret	-	Procedimentos de Regulação Tarifária
PTR	-	<i>Peak-time rebates</i>
RAN	-	<i>Region Area Network</i>
REA	-	Resolução Autorizativa
REH	-	Resolução Homologatória
REN	-	Resolução Normativa

RF	- Rádio Frequência
RGE	- Rio Grande Energia
RIA	- <i>Regulatory Impact Analysis</i>
RSCAS	- <i>Robert Schuman Centre For Advanced Studies</i> (Itália)
RTP	- <i>Real-time pricing</i>
SAD	- Sistema de Apoio a Decisão
SAIDI	- <i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	- <i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SCE	- <i>Southern California Edison Company</i> (Estados Unidos)
SDG&E	- <i>San Diego Gas & Electric Company</i> (Estados Unidos)
Secom	- Secretaria de Comunicação Social da Presidência da República
SIG	- Sistema de Informações Geográficas
SIN	- Sistema Interligado Nacional
SMC	- Sistema de Medição Centralizada
TFF	- Taxa de Fiscalização de Funcionamento
TFI	- Taxa de Fiscalização de Instalação
TI	- Tecnologia da Informação
TIR	- Taxa Interna de Retorno
TNMP	- <i>Texas New Mexico Power</i> (Estados Unidos)
TOU	- <i>Time of Use</i>
TSEE	- Tarifa Social de Energia Elétrica
UC	- Unidade Consumidora
UdeM	- <i>Universidad de Medellín</i> (Colômbia)
Uhenpal	- Nova Palma Energia
UnB	- Universidade de Brasília
URA	- Unidade de Resposta Audível
VoLL	- <i>Value of Lost Load</i>
VP	- Valor Presente
VPL	- Valor Presente Líquido
VPP	- <i>Variable-peak pricing</i>
WACC	- <i>Weighted Average Cost of Capital</i>
WAN	- <i>Wide Area Network</i>

1 - INTRODUÇÃO

1.1 - CONTEXTUALIZAÇÃO

Frente aos novos desafios e aos novos pleitos por qualidade, segurança, flexibilidade e sustentabilidade, as redes inteligentes (*smart grids*) constituem-se em uma revolução tecnológica na indústria de energia elétrica. Trata-se da inclusão de atuais técnicas de eletrônica, de telecomunicações e de tecnologia da informação voltadas para a automação e a melhoria dos serviços de energia elétrica.

Essa revolução no setor elétrico, em especial no segmento de distribuição, permite uma série de possibilidades: participação mais ativa dos consumidores, disponibilização de mais informações, prestação de novos serviços, aperfeiçoamento da gestão de ativos, eficiência energética, melhoria da qualidade da energia e o combate de alguns problemas vivenciados no Brasil como, por exemplo, perdas não técnicas. Os benefícios das redes inteligentes espalham-se por toda a sociedade e abrangem tanto as empresas distribuidoras quanto os consumidores, além de possibilitar ganhos fora do setor elétrico.

Assim, redes inteligentes são um tema contemporâneo e estão na pauta das discussões do setor elétrico mundial. No Brasil, a implantação é objeto de análise tanto pelas distribuidoras quanto pela Agência Reguladora, pelo Congresso Nacional e por alguns ministérios.

Igualmente atual, em particular no Brasil, está o debate relacionado aos procedimentos para a realização de Análise de Impacto Regulatório - AIR previamente à publicação de uma lei ou de um regulamento. A AIR é um processo que precede a formulação de uma política ou de uma regulação e constitui uma abordagem ordenada para avaliar e criticar os efeitos positivos e negativos dos atos propostos. Entre as metodologias para realização de uma AIR, a Análise Custo-Benefício - ACB é uma das mais conhecidas e utilizadas.

Como o contexto de redes inteligentes envolve implantações em grande escala e custos elevados, torna-se relevante a realização de uma avaliação acerca do nível de intervenção de uma política pública e(ou) de um regulamento. É oportuno que a implantação de redes

inteligentes seja apreciada sob a ótica de uma AIR, com vistas a verificar uma ação que maximize os benefícios líquidos para a toda a sociedade brasileira.

1.2 - MOTIVAÇÕES DO TRABALHO

Vários países já implantam, em diferentes níveis, diversas tecnologias relacionadas ao contexto de redes inteligentes. No Brasil, por parte das distribuidoras, as iniciativas ainda se resumem a trabalhos de inovação decorrentes de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D ou a projetos de medição específicos que não aplicam conceitos mais amplos de redes inteligentes. Algumas das distribuidoras brasileiras estão conduzindo projetos de demonstração em cidades inteligentes (projetos pilotos) para testar as tecnologias e os custos envolvidos.

No Congresso Nacional brasileiro, alguns projetos relacionados às redes inteligentes estão em discussão: Projeto de Lei nº 3.337/2012 e Projetos de Lei do Senado nº 608/2011 e nº 84/2012¹. Por se tratarem de projetos, estão ainda em fase de avaliação prévia entre os parlamentares. Caso sejam realmente aprovados e convertidos em lei, haverá implantação compulsória em grande escala.

No Executivo, o Ministério de Minas e Energia - MME conduziu um grupo de trabalho multidisciplinar acerca de redes inteligentes. Contudo, não foram apresentadas propostas objetivas e o relatório final resumiu-se a estudos prospectivos e a recomendações conservadoras, concluindo que *“ainda existem muitos pontos a serem debatidos”* e que a *“preocupação é com o custo de uma implantação em larga escala”*².

Também se destacam iniciativas da Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial - ABDI, que é ligada ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior –

¹ Projetos de Lei e outras proposições do Senado Federal e da Câmara dos Deputados estão disponíveis nas páginas eletrônicas: <http://www.senado.gov.br/atividade/> e <http://www.camara.gov.br/sileg/> (acesso em 8/5/2013).

² A Portaria MME nº 440/2010 criou um grupo de trabalho com o objetivo de analisar e identificar ações necessárias para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para a implantação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente (MME, 2011).

MDIC. A ABDI tem promovido ações para reunir governo, empresas de energia elétrica, agências reguladoras e instituições de pesquisa e desenvolvimento para discussão voltada à prospecção de ações para subsidiar eventual implantação de novas políticas industriais brasileiras, o que pode estimular a implantação de redes inteligentes no país.

Em 2013, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, a Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e a Financiadora de Estudos e Projetos - Finep firmaram acordo de cooperação técnica para a criação do Plano de Apoio à Inovação Tecnológica no Setor Elétrico – Inova Energia, cujo orçamento é de R\$ 3 bilhões. O Inova Energia contempla recursos para redes elétricas inteligentes, incluindo energia solar, eólica, veículos híbridos e eficiência energética veicular.

Já a Aneel também expediu, nos últimos anos, diferentes regulamentos relacionados a redes inteligentes. Foram publicadas resoluções sobre (i) a utilização das instalações de distribuição de energia elétrica como meio de transporte para a comunicação digital ou analógica de sinais (*Power Line Communications* - PLC); (ii) a implantação de Sistema de Informações Geográficas - SIG; (iii) a modalidade tarifária horária Tarifa Branca, aplicadas às unidades consumidoras - UCs do Grupo B; (iv) as condições para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição, com a criação do sistema de compensação de energia elétrica; e (v) os sistemas de medição eletrônica³.

Apenas para o SIG houve determinação regulatória com obrigatoriedade de implantação. Nos outros casos, a opção pela implantação ou é da distribuidora ou do consumidor.

Para o caso de medição inteligente, não há implantação compulsória para instalação em massa. A Aneel deixou para as distribuidoras a função de planejar e instalar os sistemas, de forma que sejam priorizadas as decisões das empresas. O regulador delegou às distribuidoras a decisão de seleção dos planos mais adequados, por terem conhecimento profundo de sua área de atuação. O regulamento proposto (REN nº 502/2012) considerou o

³ Respectivamente: (i) Resolução Normativa - REN nº 375/2009; (ii) REN nº 395/2009, Módulos 2 e 6 dos Procedimentos de Distribuição - Prodist; (iii) REN nº 464/2011, Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret; (iv) REN nº 482/2012; (v) REN nº 502/2012 (Aneel, 2013a; Aneel, 2013b; Aneel, 2013c).

momento específico e a Agência deve monitorar a aplicação da regra que pode ser alterada no futuro⁴.

Com isso, uma decisão futura da Agência sobre a compulsoriedade da implantação das redes inteligentes pode ser fruto de avanços nas tecnologias e da diminuição dos preços dos equipamentos. Complementarmente, análises e estudos específicos podem ilustrar a viabilidade da implantação das redes inteligentes. As próprias experiências das distribuidoras pioneiras podem mostrar que a implantação em massa é possível e viável. Por fim, a obrigatoriedade de implantação pode ainda ser decorrência de uma política governamental, como ocorreu em alguns outros países.

Apesar das iniciativas que visam à indução ao modelo de redes inteligentes, as discussões acerca do tema carecem ainda de informações dos custos e benefícios envolvidos em uma implantação em grande escala.

É nesse contexto que a AIR reveste-se de importância e mostra-se uma ferramenta oportuna para subsidiar decisões sobre o nível de intervenção de uma política pública e(ou) de uma regulação acerca de redes inteligentes. Mesmo sem esse tipo de intervenção, a iniciativa pode ser das próprias distribuidoras e uma análise prévia dos impactos também é imperativa.

Nesse âmbito, a elaboração desta tese busca resultados acadêmicos e científicos que possam servir de contribuições para o setor elétrico e para o ambiente político-regulatório brasileiro. Até o início de 2013, as ações no Brasil com realização de AIR são pilotos ou casos práticos que apresentam análise monetária simplificada e incompleta.

1.3 - OBJETIVOS DO TRABALHO

Entre as finalidades deste trabalho está a disponibilização de diversas informações e referências nacionais e internacionais acerca de custos e benefícios da implantação de redes inteligentes. Tais dados devem ser inseridos em uma análise crítica para a contextualização no âmbito de um programa brasileiro de redes inteligentes.

⁴ Maiores detalhes podem ser obtidos no documento que embasou a referida Resolução (Aneel, 2012b).

Assim, o trabalho tem como escopo apresentar um modelo e os resultados de uma Análise de Impacto Regulatório com aplicação da metodologia de análise custo-benefício. Os objetivos principais desta tese são apresentar evidências objetivas e resultados monetários decorrentes de uma avaliação de viabilidade econômica das redes inteligentes no Brasil e propor um novo paradigma para o processo de elaboração de regulamentos e políticas públicas.

1.4 - ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO

Além dos apêndices, que são apresentados na parte final, a tese divide-se em seis capítulos:

1. Introdução;
2. Revisão Bibliográfica acerca de Redes Inteligentes;
3. Revisão Bibliográfica acerca de Análise de Impacto Regulatório;
4. Materiais e Métodos;
5. Resultados;
6. Conclusões;
- Apêndices.

Após este capítulo de introdução, os Capítulos 2 e 3 tratam, em essência, da revisão bibliográfica da tese. O Capítulo 2 exibe uma breve descrição de tecnologias, elementos e possibilidades relacionadas às redes inteligentes. Ainda no Capítulo 2, são comentadas algumas das principais experiências internacionais e os primeiros pilotos do Brasil sobre o tema. Já o Capítulo 3 exibe uma introdução aos conceitos de Análise de Impacto Regulatório, abordando as etapas e o conteúdo típico, além de listar as práticas internacionais e as primeiras iniciativas no Brasil com AIR.

O Capítulo 4 apresenta os materiais e os métodos utilizados no trabalho. São tratadas as opções levantadas e as premissas da Análise de Impacto Regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil. São contextualizados, explicados e justificados todos os parâmetros, custos e benefícios adotados na análise.

Diante de toda conceituação e do levantamento das premissas, o Capítulo 5 apresenta os resultados da análise custo-benefício realizada. São ilustradas as principais informações

acerca das quantidades envolvidas na instalação e acerca dos valores monetários decorrentes. Ainda no Capítulo 5, as variáveis mais importantes da análise são objeto de testes de sensibilidade, onde são apresentados os efeitos no resultado da AIR em função de variações de determinados itens.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões e as considerações finais desta tese.

Por fim, o trabalho exhibe quatro apêndices que tratam dos seguintes temas: (a) informações de alguns dos principais pilotos brasileiros com redes inteligentes; (b) coletânea de parâmetros, custos e benefícios em diversos países; (c) considerações acerca do Cenário Zero (*Business as Usual*); e (d) resultados da análise conduzida para cenários da AIR.

2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA ACERCA DE REDES INTELIGENTES

2.1 - DEFINIÇÃO

A expressão redes inteligentes é a tradução do termo em inglês mundialmente conhecido como *Smart Grids*. Trata-se de uma nova realidade imposta aos serviços de eletricidade. De uma forma simples, o conceito refere-se à inserção em grande escala de novas tecnologias e de elementos digitais no setor elétrico, em especial na distribuição⁵.

Segundo o Departamento de Energia dos Estados Unidos - DOE, redes inteligentes são *“um sistema automatizado, caracterizado por um fluxo bidirecional de energia elétrica e de informações, capaz de monitorar tudo, desde usinas até as preferências dos consumidores. Esse sistema incorpora na rede os benefícios da computação distribuída e da comunicação para oferecer informações em tempo real e permitir o equilíbrio quase instantâneo de oferta e demanda”* (DOE, 2009a). Em outro documento, o DOE afirma que redes inteligentes são *“uma visão a ser completada, que devem ser construídas de acordo com as necessidades do mercado onde serão implantadas, considerando múltiplas perspectivas, entre elas, tecnológica, ambiental, socioeconômica e político-regulatória”* (DOE, 2009b).

Segundo um relatório norte americano (Gellings, 2009), *“rede inteligente é a utilização de sensores, comunicações, capacidade computacional e controle para aumentar as funcionalidades do sistema de fornecimento de energia elétrica. Um sistema convencional torna-se inteligente a partir do sensoriamento, comunicação, inteligência aplicada, exercendo controle por meio de feedback ajustado continuamente. Para um sistema de potência, isto implica em funções que permitem a otimização do uso de geração, transporte, armazenamento, fontes distribuídas e uso final do consumidor em direção a*

⁵ Leituras recomendadas acerca de redes inteligentes são o artigo do U.S. Department of Energy - DOE (DOE, 2009a) e o *handbook* sobre o programa de redes inteligentes da distribuidora brasileira Light (Light, 2012). Um glossário com dezenas de termos relacionados às tecnologias e às aplicações de redes inteligentes está disponível na página eletrônica da *International Smart Grid Action Network* - Isgan: http://en.openei.org/wiki/ISGAN_Smart_Grid_Glossary (acesso em 8/5/2013).

objetivos que garantam confiabilidade, uso mais racional de energia, mitigação de impacto ambiental, gestão de ativos e contenção de gastos”.

Estão no contexto de redes inteligentes: medição eletrônica, telecomunicações, automação, tecnologia da informação, georreferenciamento e outras ferramentas de sensoriamento e capacidade computacional. Incluem-se ainda a geração e o armazenamento distribuídos, além de estrutura de fornecimento de energia elétrica a veículos elétricos.

O conceito de inteligência pressupõe que essas aplicações e tecnologias operem de forma coordenada e otimizada. Assim, redes inteligentes não remetem à implantação isolada de novos medidores ou de sistemas computacionais desprovidos de recursos para atuação nas redes e nas ações da distribuidora. Sem essa coordenação, não poderiam ser viabilizados em tempo hábil ganhos com monitoramento, eficiência operacional e atuações corretivas.

2.2 - MOTIVADORES E VANTAGENS DA IMPLANTAÇÃO

A implantação de redes inteligentes implica na melhoria do fornecimento de energia elétrica de forma ampla. A partir do aumento do controle e da inserção da eletrônica, um resultado de destaque é o avanço na medição e no faturamento, propiciando a redução de perdas não técnicas. Na parte de qualidade, verifica-se avanço nas três frentes de percepção do consumidor: qualidade do produto, qualidade do serviço e qualidade comercial. Outra possibilidade é a otimização no uso da energia elétrica (eficiência energética).

Aliás, esses são os três principais motivadores no Brasil: redução de perdas não técnicas, melhoria da continuidade e eficiência energética. No mundo, podem ser encontrados outros motivadores, tais como aumento da competitividade e ampliação do mercado livre, redução de custos operacionais, diminuição do impacto ambiental, prestação de novos serviços, gerenciamento de ativos, entre outros.

A Figura 2.1 ilustra os princípios motivadores para implantação de redes inteligentes no Brasil, nos Estados Unidos, no Japão e na Europa. Neste trabalho, a contextualização dos motivadores e a conversão das vantagens em benefícios monetários são mostradas no Capítulo 4.



Figura 2.1 - Principais motivadores para implantação de redes inteligentes em diferentes países (modificado - Bloomberg, 2012).

2.3 - AS FUNCIONALIDADES E A APLICAÇÃO NESTE TRABALHO

Conforme já destacado, redes inteligentes pressupõem que as tecnologias operem de forma coordenada e otimizada. Nesse contexto, a análise conduzida neste trabalho considera conjuntamente custos e benefícios decorrentes de medidores eletrônicos, *In Home Displays* – IHDs, telecomunicações, automação e tecnologia da informação.

Em decorrência de uma determinação regulatória, o Sistema de Informações Geográficas - SIG já está implantado no segmento de distribuição de energia elétrica. Essa determinação de implantação decorreu de uma imposição da Aneel, que foi motivada pelo fato de que a Agência pode ter acesso a esse sistema e, conseqüentemente, reduzir a assimetria de informações com as distribuidoras, o que facilita as ações de regulação e fiscalização. Ademais, outra motivação da Agência foi uniformizar a implantação de uma ferramenta eficiente para as distribuidoras nos processos de gerenciamento comercial, operação de redes, gestão de ativos e controle patrimonial. Como o SIG já está implantado, os gastos já foram alocados. Por outro lado, os benefícios são potencializados com a integração das demais tecnologias de redes inteligentes. No âmbito da AIR realizada neste trabalho, o SIG não é mencionado expressamente, mas esse sistema ajuda a justificar e legitimar os benefícios contabilizados.

Para microgeração e minigeração distribuída, a opção pela implantação é do consumidor. Assim, também não são contabilizados os custos com implantação de geração distribuída. Contudo, como esta análise contempla gastos com medição, telecomunicações e Tecnologia de Informação - TI, a implantação de geração de pequeno porte é facilitada e também ajuda a validar benefícios, tais como redução da geração centralizada, de perdas técnicas e de emissão de CO₂.

2.3.1 - Medição inteligente

O medidor funciona como a balança, a caixa registradora e os olhos das distribuidoras. Desempenham um papel importante em quase todos os aspectos do serviço de distribuição: além de tomar parte do faturamento e das ações de mercado, são equipamentos que podem atuar também na operação e no planejamento do sistema. Medidores de energia elétrica que utilizam comunicação bidirecional para atuação remota, para coleta de dados e para

fornecimento de informações aos consumidores e distribuidoras são chamados de medidores inteligentes⁶.

Com objetivo de adotar o amplo conceito de redes inteligentes, a análise de impacto regulatório realizada neste trabalho considera um único modelo de medidor com um rol completo de funcionalidades:

- Medição de energia ativa e reativa;
- Capacidade de aplicação de tarifas horárias;
- Demanda programável;
- Possibilidade de faturamento em pré-pagamento ou pós-pagamento eletrônico;
- Inversão de fluxo (geração distribuída);
- Registro de eventos e apuração de indicadores de continuidade e conformidade;
- Medição de neutro, sensor de abertura da tampa e alertas anti-fraude;
- Corte e religamento remoto;
- Mostrador LCD parametrizável e *display* com seis dígitos;
- Saídas ou entradas de pulsos (ou saída serial) e porta ótica de comunicação local; e
- Comunicação remota bidirecional.

A Figura 2.2 ilustra exemplos de medidores inteligentes.



Figura 2.2 - Exemplos de medidores inteligentes⁷.

⁶ Leituras recomendadas sobre medição inteligente: guia para países da União Europeia (Kema, 2012a); e dissertação de mestrado sobre implantação de medição eletrônica em baixa tensão (Lamin, 2009).

⁷ Fonte: <https://www.google.com.br/search?q=smart+meters&tbm=isch&tbo=u&source> (acesso em 8/5/2013).

2.3.2 - In Home Displays - IHDs

Uma das vantagens das redes inteligentes é fornecer ao consumidor mais informações. Nesse contexto, os IHDs são mostradores (telas) instalados no interior das unidades consumidoras, que disponibilizam dados mais detalhados e precisos ao consumidor (dados sobre consumo, demanda, tarifas vigentes, dispêndios totais, além de avisos e outras informações sobre o serviço). Proporcionam um melhor acompanhamento e tomada de decisão sobre o hábito de consumo⁸.

In Home Display (ou *In House Display*) também é conhecido como *Portal*, *Energy Management System - EMS* ou simplesmente *Display*. A Figura 2.3 ilustra exemplos desse equipamento.



Figura 2.3 - Exemplos de *In Home Displays* - IHDs⁹.

⁸ Algumas informações, funcionalidades e modelos de IHDs estão disponíveis na seguinte página eletrônica: www.in-home-displays.co.uk/ (acesso em 8/5/2013).

⁹ Fonte: [https://www.google.com.br/search?q=\"In+Home+Displays\"&hl=pt-BR&tbm=isch&tbo=u&source](https://www.google.com.br/search?q=\) (acesso em 8/5/2013).

2.3.3 - Infraestrutura de telecomunicações

A implantação de sistemas de telecomunicações possibilita um ambiente realmente inteligente. A partir dessa implantação, há a viabilização da automatização da distribuição e o medidor configura-se em um portal entre a distribuidora e o consumidor¹⁰.

De um modo geral, a infraestrutura de telecomunicações pode ser dividida de acordo com a abrangência sobre a cadeia medidor-concentrador-distribuidora (modificado - Light, 2012):

- **Home Area Network (HAN):** rede de comunicação entre o medidor e os dispositivos internos à unidade consumidora. Trata-se da rede usada para automação doméstica (*smart home*) que oferece conexão para eletrodomésticos, computadores e outros tipos de medições, tais como gás e água. As tecnologias geralmente empregadas são *Zigbee* e PLC. Pode ainda existir rede de menor abrangência - **Personal Area Network (PAN)** - que está associada a um indivíduo e seus próprios dispositivos, viabilizada por tecnologias de curtíssima distância tais como *Bluetooth* ou *wi-fi*.
- **Neighborhood Area Network (NAN) ou Local Area Network (LAN):** rede de comunicação entre o medidor e os equipamentos/pontos de centralização de dados (concentradores), com abrangência sobre várias unidades consumidoras, um quarteirão ou um bairro. É chamada **rede de acesso** e as tecnologias geralmente empregadas são *Zigbee*, PLC, *Wimax*, *Mesh*, ADSL¹¹, Rádio Frequência - RF.
- **Wide Area Network (WAN):** rede de comunicação formada entre os concentradores e o centro de medição/operação da distribuidora. É chamada rede **Backbone** e abrange grandes distâncias e as tecnologias geralmente empregadas são GSM¹², GPRS¹³, ADSL e até satélites. Entre a NAN e a WAN pode ainda existir uma rede intermediária, chamada de rede **Region Area Network (RAN) ou Backhaul**, com

¹⁰ Leituras recomendadas acerca de telecomunicações no âmbito de redes inteligentes: relatório do P&D Estratégico (Abradee, 2011c) e *handbook* sobre o programa de redes inteligentes da Light (Light, 2012).

¹¹ *Asymmetric Digital Subscriber Line* – ADSL (Rede Signatária Digital Assimétrica).

¹² *Global System for Mobile Communications* - GSM (Sistema Global para Comunicações Móveis).

¹³ *General Packet Radio Service* - GPRS (Serviço Geral de Pacotes por Rádio).

interligação dos concentradores a pontos mais amplos, tais como subestações. Na RAN, as tecnologias geralmente empregadas são *Wimax*, *Mesh* e fibras óticas.

A Figura 2.4 ilustra um diagrama representativo para a estrutura de telecomunicações.

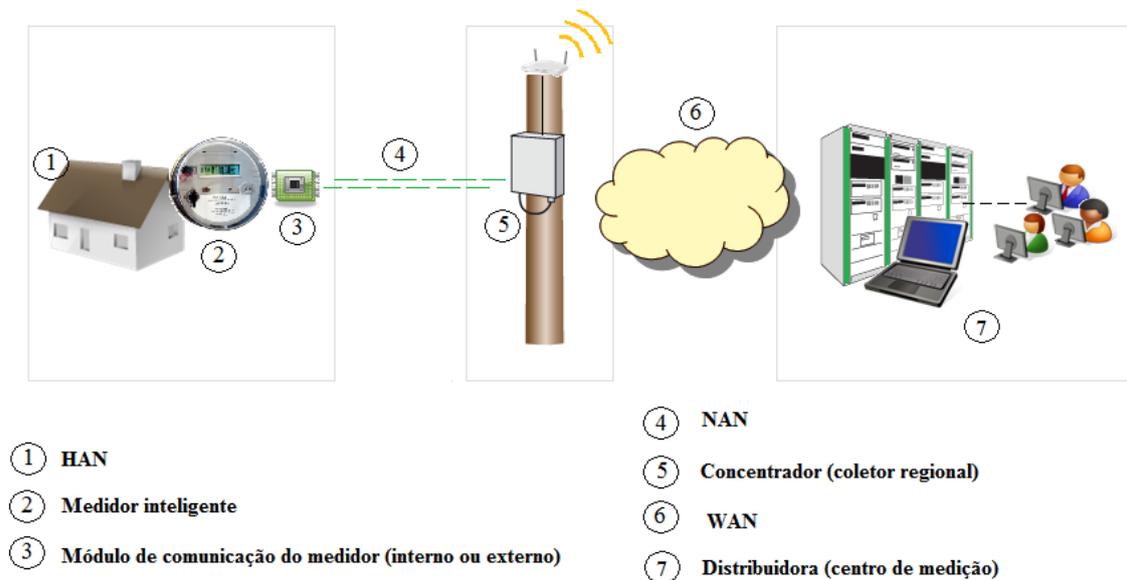


Figura 2.4 - Diagrama esquemático com a estrutura de telecomunicações.

As referências pesquisadas são unânimes em afirmar a importância dos sistemas de telecomunicações para as redes inteligentes. Sem a aplicação desses sistemas, os ganhos com redução de custos operacionais não poderiam ser contabilizados. Além disso, quase todos os demais benefícios considerados nesta AIR teriam estimativas menores. Ou seja, a aplicação de sistemas de telecomunicações permite potencializar benefícios.

2.3.4 - Automação

A automação da rede de distribuição possibilita atuações remotas, restauração automática, remanejamento de cargas e reconfiguração de circuitos sem a necessidade de atuação humana, diminuindo a abrangência das interrupções e eliminando falhas (conceito denominado *self healing* – autorrestabelecimento ou “autocura”). Equipamentos de

automação ainda possibilitam vantagens aos operadores, aumentando as ações remotas de supervisão, comando, controle e execução em instalações de distribuição¹⁴.

A automação justifica-se pela necessidade de redução da duração e da frequência das interrupções e a melhoria na qualidade serviço é o principal benefício. Com o melhor monitoramento e o maior controle das faltas e das operações de religação e reconfiguração, também existem ganhos com diminuição do estresse e de avarias em transformadores e outros equipamentos do sistema, além da redução de queimas de equipamentos eletroeletrônicos de consumidores. Os deslocamentos e as atividades operacionais de equipes de campo também podem ser otimizados e reduzidos.

2.3.5 - Tecnologia da Informação - TI

Além do controle dos novos equipamentos de medição, de telecomunicações e de automação, sistemas de informática amplos e atuais são necessários para gestão e armazenamento de todos os dados no contexto das redes inteligentes. Assim, gastos com hardwares e softwares devem ser previstos e considerados¹⁵.

Sem a aplicação de TI, todas as categorias de benefícios consideradas nesta AIR teriam estimativas menores. Em alguns casos, não seria possível nenhum tipo de ganho. Ou seja, o emprego de sistemas de TI viabiliza benefícios. As referências pesquisadas são unânimes em afirmar a importância dos sistemas de TI para as redes inteligentes.

2.4 - EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

Ao redor do mundo, a implantação de redes inteligentes encontra-se em estágios diferentes e busca atender aos motivadores específicos de cada região, conforme pontuado na Figura 2.1. A instalação de sistemas de medição inteligentes é uma fase já alcançada em alguns

¹⁴ Leituras recomendadas acerca de automação: relatório do regulador da Califórnia (CEC, 2009); e experiências da aplicação permanente na distribuidora brasileira Copel (Copel, 2012; Omori, 2012).

¹⁵ Leituras recomendadas acerca de TI no âmbito de redes inteligentes: relatório do P&D Estratégico (Abradee, 2011c); e relatório do grupo de trabalho conduzido pelo MME (MME, 2011).

países, principalmente na Europa e na América do Norte. Já a introdução de outras tecnologias e ferramentas está em evolução.

De acordo com um estudo prospectivo realizado por uma empresa norte-americana de pesquisa e consultoria, o mercado de tecnologias de redes inteligentes vai vivenciar uma taxa composta de crescimento anual de mais de 10%, passando de US\$ 33 bilhões anuais em 2012 para US\$ 73 bilhões até o final de 2020, totalizando US\$ 494 bilhões em receita acumulada durante esse período. Trata-se de um conjunto de investimentos no mundo em atualização e automação de redes e subestações, além de tecnologias de medição e informação (*Pike Research*, 2013a). Em outro estudo relacionado à automação doméstica (*smart homes*), a mesma empresa estima gastos com equipamentos e eletrodomésticos inteligentes para eficiência energética: o valor anual do mercado mundial vai crescer de US\$ 613 milhões em 2012 para US\$ 34,9 bilhões em 2020 (*Pike Research*, 2013b).

2.4.1 - Europa

No âmbito da União Europeia, a introdução de novas tecnologias no setor elétrico está prevista pela legislação supranacional desde 2005. O Parlamento Europeu já emitiu diferentes diretivas¹⁶ que mencionam as novas tecnologias.

A Diretiva EU-2005/89/CE, relativa à garantia da segurança do fornecimento de energia elétrica e do investimento em infraestrutura, faz referência à utilização de “*sistemas de medição avançada*” e “*tecnologias de gestão de demanda em tempo real*” (COM-EU, 2005). A Diretiva EU-2006/32/CE também trata de aspectos de redes inteligentes, embora não utilize o termo *smart grids* (COM-EU, 2006). Já a Diretiva EU-2009/72/EC menciona os necessários estudos de custos e benefícios e cita explicitamente o termo, estabelecendo que “*Os Estados-Membros deverão incentivar a modernização das redes de distribuição, por exemplo introduzindo redes inteligentes*” (COM-EU, 2009).

¹⁶ Diretivas são atos legais emitidos pelo Parlamento Europeu com abrangência sobre os Estados-Membros da União Europeia.

Outro importante fato na União Europeia ocorreu em 2007 com a abertura do mercado de energia elétrica (mercado livre) para consumidores em baixa tensão, incluindo residenciais.

Na Europa, as redes inteligentes são mecanismos empregados também para atingir as metas que o Parlamento Europeu aprovou no Pacote Clima-Energia. Esse pacote, também conhecido como Plano 20-20-20, determina que a União Europeia reduza em 20% as emissões de gases com efeito estufa, eleve para 20% a quota de fontes renováveis no consumo de energia e aumente em 20% a eficiência energética até 2020 (Parlamento Europeu, 2008).

Experiências específicas de alguns países europeus são citadas a seguir. Complementarmente, um acompanhamento amplo dos projetos de redes inteligentes na Europa pode ser feito por meio do portal *Smart Grids Projects in Europe*¹⁷.

2.4.1.1 - Itália

Na Itália, mais de 33 milhões de medidores inteligentes e 358 mil concentradores foram instalados pela distribuidora Enel. Por meio do denominado sistema *Telegestore*, que utiliza comunicação bidirecional e diferentes tipos de tecnologia de telecomunicações para ações de leitura, parametrização e automação, o medidor é capaz de realizar remotamente: leitura cíclica, captura de informações de conectividade e detecção de fraude. O sistema ainda está apto de realizar remotamente corte e religação, operar mudanças e redução gradual de demanda, oferecer tarifas diferentes e permitir atualização de software (Enel, 2012a). Além do sistema avançado de medição, telecomunicações e de automação instalado em grande escala, já há na Itália outras tecnologias de redes inteligentes implantadas em cidades como Genova, Bari, Pisa e Turim, onde se encontram experiências com geração e armazenamento distribuídos (Enel, 2012b)¹⁸.

¹⁷ Disponível em <http://www.smartgridsprojects.eu/> (acesso em 8/5/2013).

¹⁸ Além das referências bibliográficas citadas no parágrafo, mais informações e resultados da experiência da distribuidora italiana Enel estão disponíveis na página eletrônica da empresa: http://www.enel.com/en-GB/innovation/smart_grids/ (acesso em 8/5/2013).

2.4.1.2 - Reino Unido

No Reino Unido, existe política pública já estabelecida com a determinação da implantação de sistemas avançados de medição, aliados a tecnologias de telecomunicações e infraestrutura computacional. “*Isso define o contexto estratégico para a implantação de medidores inteligentes ao lado do estabelecimento de uma rede inteligente*”. Além de aperfeiçoamento do mercado livre, os objetivos do governo são reduzir a emissão de gás carbônico, incentivar fontes renováveis, implantar tarifas diversificadas e aumentar a eficiência energética. Essa política concentra-se na substituição obrigatória de mais de 50 milhões de medidores residenciais de gás e energia elétrica. A instalação deve ser feita pelos agentes comercializadores, sob supervisão dos operadores das redes de distribuição (distribuidoras). Todo o processo de leitura e coleta de informações será feito centralizadamente por uma agente de medição independente intitulado *Data and Communication Company* (DECC, 2012).

2.4.2 - América do Norte

2.4.2.1 - Estados Unidos

Nos Estados Unidos, as redes inteligentes são motivadas pela necessidade de modernização e preparação para as novas formas de consumo. Além do desafio de interligar e automatizar o sistema de transmissão do país, a instalação de fontes renováveis, as interrupções no fornecimento e o envelhecimento dos ativos exigem o uso de novas tecnologias (Gellings, 2009).

No âmbito do plano *The American Recovery and Reinvestment Act of 2009* (*Recovery Act* ou *ARRA*), foram liberados mais de US\$ 3,4 bilhões para o estímulo a tecnologias e a projetos de *smart grids* no país, além de US\$ 615 milhões para desenvolvimento de técnicas de armazenamento de energia elétrica. Em outubro de 2009, 100 planos de investimento em redes inteligentes foram viabilizados. Os financiamentos foram condicionados a investimentos do mesmo valor por parte das empresas beneficiadas, de modo que foram atingidos montantes de US\$ 7 a US\$ 8 bilhões em projetos de inovação em redes inteligentes (EPRI, 2011).

Diferentemente do Brasil, nos Estados Unidos a legislação e a regulação dos serviços de energia elétrica são de competência estadual. Com isso, alguns estados norte-americanos se destacam na implantação de redes inteligentes.

No **Texas**, há mercado livre para todos consumidores, incluindo residenciais. A configuração adotada no estado possui ação direta dos comercializadores, e os consumidores têm acesso aos dados de consumo em um portal, o que exige infraestrutura de telecomunicações e de TI. Os medidores possuem funcionalidades avançadas e houve implantação de sistema de comunicação *Zigbee* para a HAN, com utilização de equipamentos inteligentes, como termostatos, controle de iluminação e eletrodomésticos. No Texas, existem ainda projetos de automação de geração distribuída fotovoltaica.

Os programas de redes inteligentes no Texas abrangem milhões de unidades consumidoras e podem ser acompanhados por meio das ações de duas das principais distribuidoras do estado: *CenterPoint*¹⁹ e *Oncor*²⁰.

Para custear a implantação de sistemas avançados de medição, o consumidor no Texas deve pagar, via fatura de energia elétrica, uma taxa. A Tabela 2.1 mostra valores (em dólares) de taxas mensais que devem ser cobradas durante 12 anos (TNMP, 2010).

Tabela 2.1 - Taxa mensal (durante 12 anos) para custear sistemas avançados de medição no Texas (TNMP, 2010).

Taxa	Distribuidoras (Texas)				
	CenterPoint	Oncor	AEP TNC ²¹	AEP TCC ²²	TNMP ²³
Medição	US\$ 1,79	US\$ 2,20	US\$ 5,24	US\$ 3,55	US\$ 2,20
Infraestrutura (telecomunicações e TI)	US\$ 3,24	US\$ 2,19	US\$ 3,15	US\$ 3,15	US\$ 4,80
Total	US\$ 5,03	US\$ 4,39	US\$ 8,39	US\$ 6,70	US\$ 7,00

¹⁹ Mais informações: <http://www.centerpointenergy.com/cehe/smartmeters/smartgrid/> (acesso em 8/5/2013).

²⁰ Mais informações: <http://www.oncor.com/EN/Pages/Smart-Grid-Technology.aspx> (acesso em 8/5/2013).

²¹ *American Electric Power Texas North Company* - AEP TNC.

²² *American Electric Power Texas Central Company* - AEP TCC.

²³ *Texas New Mexico Power* - TNMP.

No estado da **Califórnia**, a modernização do sistema de distribuição foi motivada pela necessidade de implantação de infraestrutura que possibilitasse programas de gerenciamento pelo lado da demanda com sinal de preço real durante os períodos de ponta. Além de reduzir a demanda de ponta e otimizar a infraestrutura de ativos de distribuição, o resultado buscado relaciona-se com o aumento da confiabilidade do sistema. Assim, uma infraestrutura de medição avançada já está implantada (Lamin, 2009).

Na Califórnia, já existem tecnologias com vários planos de tarifação/faturamento, portais e mecanismos de interface com o consumidor, veículos elétricos e geração e armazenamento distribuídos. A implantação de redes inteligentes tem destaque nas três maiores distribuidoras do estado: *Pacific Gas e Electric Company - PG&E*²⁴, *San Diego Gas e Electric Company - SDG&E*²⁵ e *Southern California Edison Company - SCE*²⁶.

Além da Califórnia e do Texas, há experiências em outros estados. Um acompanhamento amplo dos projetos de redes inteligentes nos Estados Unidos pode ser feito por meio do portal *Smart Grid Projects in the United States*²⁷.

2.4.2.2 - Canadá

No Canadá, o principal motivador para implantação de redes inteligentes é a eficiência energética, em especial a redução de demanda de ponta. Nesse país, a legislação e a regulação dos serviços de energia elétrica são de competência estadual. Em alguns estados (províncias) existe determinação legal/regulatória para modernização da rede com a implantação de sistemas avançados de medição (Lamin, 2009).

²⁴ Mais informações no Apêndice A do relatório anual da empresa (PG&E, 2012), além da página eletrônica: <http://www.pge.com/myhome/edusafety/systemworks/electric/smartgrid/> (acesso em 8/5/2013).

²⁵ Mais informações no relatório anual da empresa (SDG&E, 2012), além da página eletrônica: <http://www.sdge.com/smart-grid> (acesso em 8/5/2013).

²⁶ Mais informações: <https://www.sce.com/wps/portal/home/residential/> (acesso em 8/5/2013).

²⁷ Disponível em: <http://www.sgiclearinghouse.org/ProjectMap> (acesso em 8/5/2013).

Na província de **Ontário**, além de medição inteligente e projetos de automação da distribuição, existem implantadas tecnologias de tarifação/faturamento, portais e mecanismos de interface com o consumidor, pós-pagamento eletrônico, veículos elétricos e geração e armazenamento distribuídos²⁸.

Já na província de **Colúmbia Britânica** (*British Columbia*), ainda no Canadá, processo semelhante pode ser verificado²⁹.

2.4.3 - Outros

Os itens anteriores resumem algumas das principais experiências. Ao longo da tese são citadas referências internacionais e diversas informações são apresentadas, em especial no Apêndice B.

Embora o enfoque seja em sistemas avançados de medição, um acompanhamento amplo dos projetos mundiais pode ser feito por meio do portal *Smart Metering Projects Map*³⁰.

2.5 - EXPERIÊNCIAS BRASILEIRAS

Conforme foi mencionado no Item 1.2, existem em tramitação no Congresso Nacional alguns projetos de lei relacionados a redes inteligentes. Também existem resoluções da Aneel que contemplam temas como PLC, georreferenciamento, tarifa diferenciada, geração distribuída de pequeno porte e medição eletrônica. Embora o MME não tenha ainda apresentado propostas concretas sobre redes inteligentes, existem outras iniciativas no

²⁸ Informações e exemplos da implantação podem ser verificados pelo relatório da distribuidora *Hydro One Networks* (Hydro One, 2012). Outras informações estão disponíveis na página eletrônica da empresa: <http://www.hydroone.com/MyHome/MyAccount/MyMeter/Pages/SmartMeters.aspx> (acesso em 8/5/2013).

²⁹ Informações e exemplos da implantação podem ser verificados na página eletrônica da distribuidora *BC Hydro*: http://www.bchydro.com/energy-in-bc/projects/smart_metering_infrastructure_program.html (acesso em 8/5/2013).

³⁰ Disponível em: <http://maps.google.com/maps/ms?ie=UTF8&oe=UTF8&msa=0&msid=115519311058367534348.0000011362ac6d7d21187> (acesso em 8/5/2013).

executivo, como as ações da ABDI para subsidiar novas políticas industriais brasileiras. Outra ação de destaque foi o Plano Inova Energia, voltado para o fomento à inovação.

Apesar de existir esse cenário com algumas iniciativas, não há no Brasil implantação em grande escala de tecnologias de redes inteligentes. Além de projetos pilotos, algumas poucas iniciativas podem ser destacadas.

No Brasil, a distribuidora Ampla apresenta o caso de maior evidência nas experiências com medição inteligente. Nesse contexto, destaca-se o Sistema de Medição Centralizada – SMC, que consiste em uma aplicação que utiliza módulos eletrônicos agregados destinados à medição, exercendo as funções de concentração, processamento e indicação das informações de consumo de forma centralizada (medição exteriorizada e blindada). Conforme mostra a Figura 2.5, nesse sistema os medidores de energia ficam localizados no alto dos postes, interligados a uma prumada de comunicação que concentra as leituras das diversas unidades consumidoras. A implantação do sistema possibilita leitura remota e realização de corte e religação à distância (Lamin, 2009).

O SMC desenvolvido no Brasil foi originalmente batizado de Ampla Chip. A aplicação destaca-se, sobretudo, como um instrumento eficiente no combate a furtos e fraudes³¹.

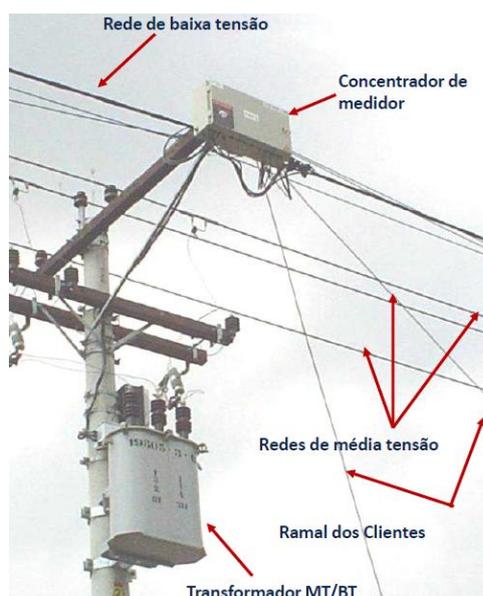


Figura 2.5 - Concentrador de medidores no Sistema de Medição Centralizada - SMC (Endesa, 2012).

³¹ A revista Exame classificou o Ampla Chip como uma das dez maiores inovações brasileiras nos últimos anos (Exame, 2008).

Outro caso de destaque é o projeto aplicado na cidade de Curitiba - área de concessão da Copel. A implantação teve foco na automação, com operação remota e(ou) autônoma da rede de distribuição e de subestações, além da otimização do controle sistema de distribuição a partir das soluções de georreferenciamento. Neste caso, os benefícios são relacionados, principalmente, com a redução das interrupções no fornecimento de energia elétrica (Copel, 2012; Omori, 2012).

No projeto da Copel, as chaves implantadas são equipadas com sensores de corrente e de tensão e permitem reconfiguração baseada nos sinais coletados, possibilitando monitoramento dos parâmetros elétricos por meio do Centro de Operação da Distribuição - COD. Apesar de o foco ser na melhoria da continuidade, a integração entre os dispositivos de manobra e os sistemas de telecomunicações e de TI permite “*a aplicação de algoritmos de otimização integrando a reconfiguração de rede com a minimização de perdas e o controle de tensão e reativos*” (Copel, 2012; Omori, 2012).

Já a distribuidora Light destacou-se por criar diferentes projetos em programas de P&D. A empresa desenvolveu um modelo de medidor inteligente com funcionalidades avançadas, além de configuração que permite a medição centralizada e agrupada. Também foram desenvolvidos equipamentos inteligentes como módulos de comunicação (*gateways*), *display* (IHD), tomadas com indicação de consumo e possibilidade de chaveamento de cargas (*smart plugs*) e terminal de carregamento de veículos elétricos. Metodologias e plataformas de automação e *self healing* também foram criadas no programa, em especial para sistemas subterrâneos (Light, 2012).

Ademais, os projetos da Light criaram interfaces diferenciadas e inovadoras para os consumidores. Além dos próprios medidores e dos *displays* e tomadas inteligentes, foram criados canais de interação por meio de televisões, mensagens SMS, *e-mail*, aplicativos para telefones celulares e tablets, *Facebook*, *Twitter*, *web sites* e sistemas de telefonia *voice anywhere*. A interação com o consumidor e a forma de comunicação e de abordagem foram baseadas em metodologia de *personas* estudada pela distribuidora, método que considera características socioculturais, dados estatísticos e etnográficos para criar arquétipos de público alvo (Light, 2012).

Além dos casos citados, atualmente o grande foco de redes inteligentes no Brasil é no desenvolvimento de projetos demonstrativos (pilotos) em municípios específicos (cidades inteligentes ou cidades digitais).

Esses pilotos são enquadrados no âmbito de projetos de P&D e os objetivos são a definição de arquitetura padrão para redes inteligentes, com a constituição dos elementos que compõem os sistemas, incluindo novos dispositivos, softwares, serviços e processos. São realizados testes de interoperabilidade entre medidores e demais equipamentos, além de implantação de sistema de supervisão e reconfiguração de redes em tempo real e do desenvolvimento de metodologia e dispositivos para serviços interativos com os consumidores.

A Figura 2.6 mapeia os principais pilotos brasileiros.

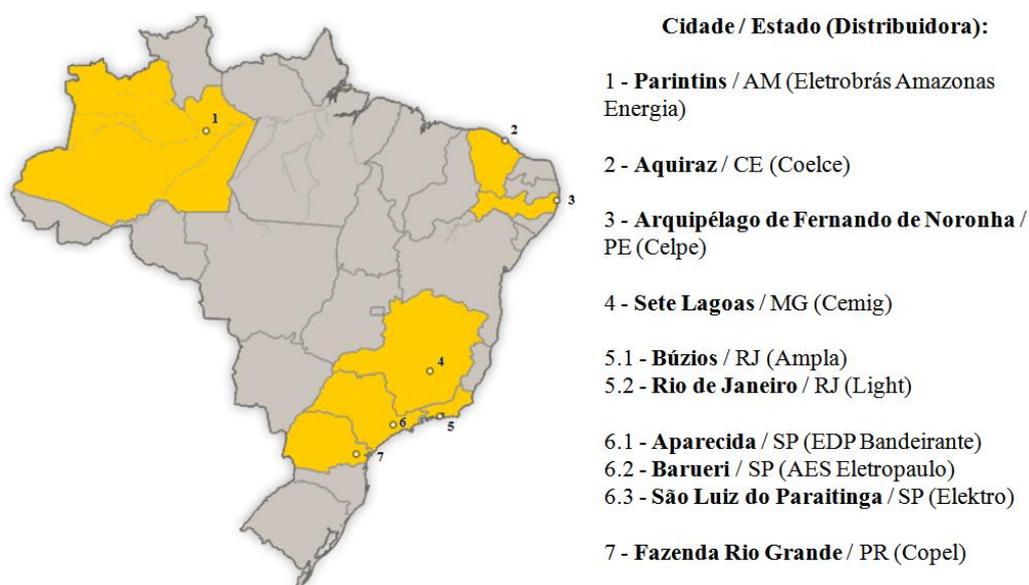


Figura 2.6 - Projetos pilotos de cidades inteligentes no Brasil.

O Apêndice A deste trabalho apresenta informações sobre os custos dos equipamentos e das tecnologias envolvidos nos projetos de Aparecida (conduzido pela distribuidora Bandeirante), Sete Lagoas (Cemig) e Parintins (Eletrobras).

3 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA ACERCA DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

3.1 - DEFINIÇÃO

A Análise de Impacto Regulatório - AIR é uma metodologia que apresenta informações acerca da necessidade e as implicações de regulamentos novos ou alterados. Trata-se de uma avaliação antecipada dos impactos de novas propostas ou alterações de normas³². A aplicação de AIR não é exclusiva aos atos de agências reguladoras, mas ainda incluem outras normas do Poder Executivo e até mesmo leis e outros atos do Congresso Nacional³³.

Segundo a OCDE, a AIR é o mapeamento e o cálculo dos impactos causados por um regulamento. O processo inicia-se com o diagnóstico do problema a ser enfrentado e com o levantamento dos objetivos e dos resultados que se procura obter. Continua com a avaliação dos custos e dos benefícios das alternativas de implantação do objeto do regulamento. Por fim, a AIR deve verificar se, entre todas as opções, a ação é a que maximiza os ganhos líquidos para a sociedade (maior benefício público) (OCDE, 2008).

O grau de detalhamento da análise deve ser ajustado à complexidade do tema e à forma como a regra impactará a sociedade e o ambiente regulado.

A AIR pode ser considerada um processo que examina as propostas, legitimando e justificando as escolhas regulatórias/governamentais. Esse processo deve apresentar informações empíricas relevantes e estabelecer bases objetivas e lógicas para a decisão. Com isso, a AIR fortalece a governança e o ambiente regulatório, apoiando os tomadores de decisão a deliberarem por atos mais eficientes e com maior apelo social, além de impor maior transparência ao processo (OCDE, 2008).

³² Leituras recomendadas sobre AIR são as referências apresentadas ao longo deste capítulo, em especial: Livro com uma compilação de contribuições para melhoria da qualidade da regulação no Brasil (PRO-REG, 2010); e guia de boas práticas da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico - OCDE (*Organisation for Economic Co-operation and Development – OECD*) (OCDE, 2008). Diversas publicações e informações sobre AIR estão disponíveis em: www.regulacao.gov.br (acesso em 8/5/2013).

³³ Por simplificação, na maioria dos casos o texto se refere a uma norma ou um regulamento de forma ampla.

Com isso, a AIR contempla o interesse de quem cria a regra (exposição e justificativas sobre os fins estratégicos do regulador ou formulador de políticas) com a necessidade de quem é atingido pela norma (controle social e transparência na demonstração de que os efeitos líquidos são positivos). Trata-se da lógica interna (visão daquele que cria a regra) aliada a lógica externa (visão daquele que é alcançado pela regra) (Colin, 2005).

As principais metodologias em análises de impacto são: custo-benefício, custo-efetividade e multi-critério. Outras possibilidades são análise fiscal ou orçamentária, análise de consequência ou efeito e análise de custo de conformidade. Por considerar uma técnica mais completa e mais clara, as referências nacionais e internacionais sugerem que análises de impacto devem aplicar a metodologia de custo-benefício para todas as decisões regulatórias/políticas (PRO-REG, 2010; Aneel, 2011).

3.2 - AS ETAPAS CONSTITUINTES E A APLICAÇÃO NESTE TRABALHO

Referências nacionais e internacionais especificam algumas fases e requisitos necessários para o processo de AIR.

Entre as etapas, destaca-se a fase de coleta de dados. A análise depende de dados que a suportem. Para tornar os dados confiáveis, é necessário elaborar hipóteses que devem ser embasadas e submetidas ao debate com agentes envolvidos. A consulta pública é um instrumento importante para que os dados e hipóteses sejam criticados e para que o processo seja amadurecido e o resultado torne-se mais robusto. A fase de coleta de dados pode ser a etapa mais cara e que demande mais tempo na execução da AIR (OCDE, 2008; PRO-REG, 2010; Aneel, 2011).

Com base em uma adaptação das três referências citadas no parágrafo anterior, tem-se a Tabela 3.1, que descreve uma compilação das etapas para realização de uma AIR e marca a relação com o objeto deste trabalho.

Tabela 3.1 - As etapas de uma AIR e a relação com o objeto deste trabalho.

Etapa da AIR	Descrição	Relação com o objeto deste trabalho
<p>1 - Definição do Problema</p>	<p>Na primeira etapa são essenciais a contextualização e a exposição da razão pela qual deve existir intervenção do governo ou do regulador. Trata-se da identificação do problema que se quer solucionar.</p> <p>A origem do problema deve ser apontada e, em geral, está associada à:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Falha de mercado, em especial em monopólios ou ambientes com competição prejudicada; • Necessidade de uma medida de proteção do consumidor ou da sociedade; • Distorção ou irregularidade verificada na prática de uma atividade; ou • Impossibilidade de obtenção de lucros e ganhos legítimos. <p>A primeira etapa da AIR inclui menção sobre os grupos potencialmente afetados pela norma.</p>	<p>Os altos índices de perdas não técnicas estão entre os principais problemas no setor elétrico brasileiro. Além de causar prejuízos às distribuidoras, essas perdas impactam a tarifa dos consumidores. Em 2012, os prejuízos com perdas não técnicas foram da ordem de R\$ 10 bilhões, conforme detalhado no Apêndice C.</p> <p>Outro ponto negativo no setor é a piora dos índices de continuidade verificados nos últimos anos. Como se trata de um serviço essencial, as interrupções no fornecimento de energia elétrica impactam toda a sociedade.</p> <p>Os dois itens citados são os principais problemas, mas ainda existem outros tipos de ineficiências que podem ser reduzidas, propiciando mais informações e direitos aos consumidores, eficiência energética e operacional, redução de custos e melhoria do serviço no sentido amplo.</p> <p>Em um ambiente monopolista e com ausência de ações do governo/regulador, os problemas não são combatidos da forma mais eficiente e podem ainda se intensificar, o que justifica a intervenção.</p>
<p>2 - Levantamento dos objetivos</p>	<p>Essa etapa está diretamente relacionada à anterior e os objetivos da norma devem apontar soluções para resolver o problema. Com isso, a análise de impacto deve indicar qual é o escopo que se pretende alcançar com a intervenção.</p>	<p>Um objetivo inicial desta AIR é identificar o grau adequado e necessário de intervenção no processo de atualização e inserção de novas tecnologias no setor elétrico. Busca-se disciplinar, induzir e criar meios para que os problemas identificados sejam reduzidos. Assim, o objetivo final é o alcance de diversos benefícios:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eficiência e consequentes lucros legítimos para as empresas do setor elétrico; • Compartilhamento de ganhos econômicos para fins de modicidade tarifária; • Melhoria do serviço prestado aos usuários; • Externalidades positivas e vantagens à sociedade e ao meio ambiente; e • Desenvolvimento da atividade econômica do país.
<p>3 - Identificação das Opções</p>	<p>A elaboração de cenários é uma etapa essencial. A quantidade de alternativas depende do tipo e da complexidade do problema a ser resolvido.</p> <p>Deve-se avaliar a “não intervenção”, que constitui o cenário conhecido como “não fazer nada” ou “<i>Bussines as Usual – BaU</i>”. Trata-se da elaboração de uma referência para definição do problema e para medir e comparar os impactos com os demais cenários.</p>	<p>Para a implantação de redes inteligentes no Brasil, são avaliados seis cenários que variam o grau de penetração de infraestrutura de medição (e proporcionalmente de automação, de telecomunicações e de TI) e o grau de instalação de IHDs.</p> <p>O Apêndice C ilustra o Cenário Zero (BaU). O Capítulo 4 apresenta a caracterização dos seis cenários de implantação e a Tabela 4.1 compila as informações relacionadas aos cenários.</p>

<p>4 - Análise de Impacto</p>	<p>A partir dos dados coletados e das hipóteses construídas, a análise de impacto deve ser realizada sobre todos os cenários elencados. Nessa etapa devem ser quantificados os impactos da intervenção.</p> <p>O órgão que propõe a norma deve lançar mão das metodologias de AIR existentes. Conforme já destacado, a análise custo-benefício é recomendada e é uma das mais conhecidas e utilizadas. Nesse contexto, deve-se quantificar e monetizar custos e benefícios até onde seja possível.</p>	<p>Os impactos (positivos e negativos) da proposta de redes inteligentes são exibidos em valores monetários (R\$). São consideradas as características dos cenários e a realidade do setor elétrico brasileiro. É realizada uma análise custo-benefício.</p> <p>Também são listados custos e benefícios não contabilizados (itens qualitativos ou itens passíveis de quantificação, mas que envolvem incertezas ou externalidades).</p> <p>Os materiais e métodos da Análise de Impacto são apresentados no Capítulo 4.</p>
<p>5 - Consulta ou Audiência Pública</p>	<p>Trata-se de uma fase relevante. Não deve ser encarada como um passo burocrático e não deve ser exclusivamente uma ferramenta de legitimação para a deliberação final.</p> <p>A Consulta/Audiência é útil para a AIR no sentido de verificar os dados e hipóteses. Trata-se ainda de uma etapa de subsídio para análise e é oportunidade para coletar novas informações que serão utilizadas na estimativa dos efeitos da norma. Essa etapa influencia positivamente a qualidade dos resultados.</p> <p>Para o programa de redes inteligentes, essa fase de debate e coleta de novas informações pode ser instaurada pela Aneel, pelo MME ou até mesmo pelo Congresso Nacional.</p>	<p>Não é possível realizar essa etapa neste trabalho acadêmico.</p> <p>Para a estimativa dos parâmetros, dos custos e dos benefícios, utilizou-se um conjunto de valores e dados do Brasil e de diversos outros países, conforme Apêndices A e B.</p> <p>Complementarmente, para o custo do medidor, foi realizada uma pesquisa de preços simplificada com alguns fabricantes brasileiros.</p> <p>O Capítulo 4 apresenta as informações consideradas e o Item 4.2 traz comentários sobre a forma de obtenção desses dados.</p>
<p>6 - Conclusões e resultados</p>	<p>Os resultados da AIR devem mostrar qual o melhor cenário (opção que maximiza os ganhos líquidos para a sociedade). Trata-se da indicação de qual opção atinge, de maneira mais efetiva, os objetivos para a solução do problema identificado. Essa etapa é indicação essencial para o tomador da decisão.</p>	<p>Para todos os cenários, os resultados do trabalho apresentam as quantidades de equipamentos envolvidas na implantação e os valores monetários associados.</p> <p>O Capítulo 5 mostra as conclusões e um detalhamento para o melhor cenário, sendo que o Apêndice D ilustra os resultados dos demais cenários.</p>
<p>7 - Implantação, monitoramento e fiscalização</p>	<p>Posteriormente à edição do regulamento, devem existir mecanismos relacionados à implantação e ao monitoramento da opção escolhida. A finalidade do acompanhamento é verificar o grau de alcance dos objetivos e identificar eventuais problemas que podem surgir com a aplicação da norma.</p> <p>Os efeitos causados pela implantação podem implicar em revisões nas regras, com redução de obrigações, mudanças na abrangência ou ações de incentivo ou punição. A partir dos resultados verificados na prática, novas análises custo-benefício podem ser realizadas.</p>	<p>Como se trata de uma fase posterior à publicação da norma, ainda não é possível a realização.</p> <p>Caso realmente exista uma determinação para implantação em massa de redes inteligentes, a Etapa 7 pode ser objeto de trabalho futuro, utilizando-se das informações e conclusões apresentadas nesta tese.</p>

3.3 - EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

Até 2000, quatorze países membros da OCDE tinham adotado programas de aplicação da AIR, enquanto seis outros usavam o instrumento para algumas regulamentações (Rodrigo, 2005). Nesse âmbito, a AIR está difundida em alguns países, com destaque para os Estados Unidos³⁴, Canadá, México, Reino Unido³⁵, Dinamarca e Austrália (PRO-REG, 2010).

O emprego de AIR ou a potencial adoção em países em desenvolvimento tem sido pouco avaliado. As principais experiências com AIR nesses países são da Coreia do Sul e do México (países membros da OCDE), mas há “*sérios problemas de adoção do instrumento*”. Na Argentina e, principalmente no Chile, existem instrumentos e organismos visando boas práticas regulatórias, mas não há solidificação de processos de AIR (PRO-REG, 2010).

3.4 - EXPERIÊNCIAS BRASILEIRAS

O debate sobre o tema é recente e o processo de AIR ainda não é prática frequente no país.

Contudo, os Poderes Executivo e Legislativo têm conduzido algumas ações, em especial: o Programa Nacional de Gestão Pública e Desburocratização – Gespública³⁶, que objetiva criação de atos eficientes e simples e visa à redução da burocracia e o aumento da transparência; e o Programa de Fortalecimento da Capacidade Institucional para Gestão em

³⁴ Maiores detalhes sobre as práticas de AIR nos Estados Unidos podem ser obtidos por meio do *Circular A-4 - Subject: Regulatory Analysis* (White House, 2003).

³⁵ Maiores detalhes sobre as práticas de AIR no Reino Unido podem ser obtidos por meio do Guia *The Green Book - Appraisal and Evaluation in Central Government* (HM Treasury, 2003). Outras informações e documentos sobre AIR no Reino Unido estão disponíveis na página eletrônica <https://www.gov.uk/government/policies/reducing-the-impact-of-regulation-on-business/supporting-pages/assessing-the-impact-of-new-regulation> (acesso em 8/5/2013).

³⁶ O Gespública foi instituído em 2005. Mais informações na página eletrônica www.gespublica.gov.br/ (acesso em 8/5/2013).

Regulação - PRO-REG³⁷, que colabora para a qualidade da regulação e a coordenação entre instituições que participam do processo regulatório no âmbito do Governo Federal.

Cita-se ainda o Decreto nº 4.176/2002, que “*estabelece normas e diretrizes para elaboração, redação, alteração, consolidação e encaminhamento ao Presidente da República de projetos de atos normativos de competência dos órgãos do Poder Executivo Federal*” (Brasil, 2002). O Decreto, em especial seu Anexo I, apresenta alguns componentes de AIR para a formulação de atos de competência de ministérios e dos órgãos da estrutura da Presidência da República. Contudo, a efetivação de todas as etapas de AIR e o detalhamento dos impactos não são realizados e publicados de forma exaustiva.

Nas Agências Reguladoras brasileiras, as iniciativas estão ainda em fase preliminar e objetivam capacitação e realização de pilotos, com o apoio do PRO-REG. Pode-se afirmar que existem poucos exemplos reais onde foram realizadas AIR no país e mesmo os casos já verificados são ainda testes iniciais que apresentam análise monetária simplificada.

De toda forma, destacam-se três ações da Ancine³⁸, Anvisa³⁹ e Aneel⁴⁰, que já possuem normas internas que dispõem sobre a obrigatoriedade de realização de AIR. Entretanto, mesmo nesses casos ainda não há uma AIR completa e detalhada como a que se pretende mostrar neste presente trabalho acadêmico.

³⁷ O PRO-REG foi instituído em 2007. Mais informações estão disponíveis na página eletrônica <http://www.regulacao.gov.br/> (acesso em 8/5/2013).

³⁸ A Agência Nacional do Cinema - Ancine editou a Resolução nº 52/2013, que entrou em vigor abril de 2013. Mais detalhes: <http://www.ancine.gov.br/sala-imprensa/noticias/resolu-o-de-diretoria-colegiada-torna-obrigatoria-lise-de-impacto-para-atos-n> (acesso em 8/5/2013).

³⁹ A Agência Nacional de Vigilância Sanitária - Anvisa trabalha desde 2007 na incorporação da AIR em suas práticas. Maiores detalhes estão disponíveis na página eletrônica da Agência: <http://portal.anvisa.gov.br/wps/content/Anvisa+Portal/Anvisa/regulacao+sanitaria/Assuntos+de+interesse/Analise+de+Impacto+Regulatorio> (acesso em 8/5/2013).

⁴⁰ A Aneel editou a REN nº 540/2013, que entrou em vigor em junho de 2013 (Aneel, 2013a). Mais detalhes: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=6581&id_area=90 (acesso em 8/5/2013).

4 - MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Conforme destacado, o escopo desta tese é realizar a Análise de Impacto Regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil. Para isso, nos capítulos anteriores foram apresentadas algumas considerações, garantindo a contextualização e o embasamento conceitual.

O Apêndice C trata da opção de “não fazer nada”, situação em que não haveria intervenção do regulador/legislador e, com isso, não haveria uma norma com decisão de implantação de redes inteligentes. Contudo, o próprio Apêndice C e a etapa de Definição do Problema na Tabela 3.1 caracterizam a necessidade de implantação de redes inteligentes.

Resta agora a apresentação das premissas e da metodologia que devem ser utilizadas para concluir sobre os resultados monetários da implantação. Este capítulo presta-se, então, para a apresentação dos materiais e métodos aplicados na tese. Os itens seguintes descrevem a forma de obtenção das informações, caracterizam os cenários da AIR, estabelecem o perfil de implantação das tecnologias de redes inteligentes e definem e justificam os prazos, taxas, custos e benefícios considerados na avaliação.

Destaca-se que os impactos de um programa brasileiro de redes inteligentes são avaliados por meio dos resultados de uma sequência anual de despesas e de ganhos. Trata-se de uma análise custo-benefício. A avaliação conduzida neste trabalho considera conceitos de matemática financeira para o planejamento de investimentos de longo prazo em redes inteligentes. A principal métrica para avaliação é o Valor Presente Líquido - VPL do fluxo de caixa dos custos e benefícios anuais decorrentes das novas tecnologias e sistemas⁴¹.

Para cálculo do fluxo de caixa e obtenção dos diversos resultados, foram utilizadas planilhas (elaboração própria) do Microsoft Office Excel.

⁴¹ Detalhes relacionados à teoria e aos conceitos de matemática financeira e de engenharia econômica podem ser encontrados em (Grant & Ireson, 1964) e (Camargo, 1998).

4.2 - OBTENÇÃO DE INFORMAÇÕES PARA A AIR

Conforme já destacado, uma AIR deve fundamentar-se em evidências e, com isso, o estudo precisa basear-se em dados disponíveis sobre o tema em apreciação.

Contudo, muitas vezes, o regulador ou o formulador de políticas não detém todas as informações necessárias para a tomada de decisão, haja vista que os agentes alcançados pelo regulamento são aqueles que possuem o domínio dos dados. Conforme a teoria microeconômica, trata-se da falha de mercado denominada assimetria de informações.

A realização de audiências públicas é um passo fundamental na condução de uma AIR. No entanto, neste trabalho acadêmico essa etapa não é possível. Assim, para se concluir a respeito de uma proposta que acarretaria a implantação de redes inteligentes em todas as distribuidoras do país, faz-se necessário lançar mão dos elementos que estão disponíveis para avaliação. Logo, para a estimativa dos parâmetros, dos custos e dos benefícios, foram considerados diversos valores e dados, tanto do Brasil, quanto de vários outros países⁴².

Entre as referências, algumas merecem destaque. Com relação às análises custo-benefício, foram examinados dois casos relevantes no Brasil: o estudo piloto de AIR conduzido pela Aneel sobre a implantação apenas de medidores (Aneel, 2011; Leite et al., 2012); e os documentos relacionados ao Projeto de P&D Estratégico sobre o Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente (Abradee, 2011a; Abradee, 2011b).

Também foram pesquisadas referências internacionais de ACB realizadas por reguladores ou ministérios, com ênfase para aquelas realizadas na Holanda (SenterNovem, 2005); Irlanda (CER, 2011a; CER, 2011b); Portugal (Erse, 2012); e Reino Unido (DECC, 2012).

⁴² As referências são oriundas de diferentes fontes: (i) projetos pilotos com objetivos distintos; (ii) experiências permanentes em grande escala; (iii) guias e casos de ACB sobre redes inteligentes já conduzidas no exterior; e (iv) documentos variados do setor elétrico nacional e internacional. Com isso, além de muitos dados do Brasil, são utilizadas neste presente trabalho - em maior ou menor grau - informações de 31 países: África do Sul, Alemanha, Argentina, Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Chile, Colômbia, Coreia do Sul, Espanha, Estados Unidos, Filipinas, França, Grécia, Holanda, Irlanda, Irlanda do Norte, Israel, Itália, Japão, Luxemburgo, México, Moçambique, Noruega, Peru, Portugal, Reino Unido, Rússia, Suécia e Taiwan.

Outras relevantes referências são aquelas que apresentam diretrizes gerais para a realização de ACB sobre redes inteligentes: documento com abordagem metodológica requisitada pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (EPRI, 2010) e dois guias para países da União Europeia (EC, 2012; Kema, 2012a).

Assim, todas as considerações deste trabalho se baseiam em informações consolidadas. **O Apêndice B compila as referências para cada item considerado nesta análise.**

Além disso, foram estudadas informações de custos de **pilotos já em andamento no Brasil, conforme Apêndice A**. Entretanto, ressalta-se que os preços verificados nos pilotos são relacionados a projetos experimentais e deve-se considerar que são compras em quantidades reduzidas (economias de escala seriam verificadas em grandes aquisições).

4.3 - RESUMO DA AIR

As etapas para realização de uma AIR e a relação com o objeto deste trabalho são apresentadas na Tabela 3.1. O Apêndice C trata da opção de “não fazer nada”. Como foi comentado, a análise baseia-se em seis possíveis cenários de implantação de redes inteligentes, em que se variam dois parâmetros:

- Quantidade de unidades consumidoras com medidores inteligentes (com instalação proporcional de infraestrutura de automação, telecomunicações e TI); e
- Instalação de equipamentos IHDs em parte dessas unidades.

Com objetivo de apresentar uma contextualização **prévia**, as Tabelas 4.1 a 4.7 mostram uma compilação com os parâmetros e valores adotados nesta AIR. Posteriormente, os Itens 4.4 a 4.8 deste capítulo expõem textos e mais elementos que contextualizam e explicam todos os prazos, taxas, custos e benefícios adotados.

Ou seja, as próximas sete tabelas exibem um resumo, sendo que todas as premissas e as referências bibliográficas são apresentadas posteriormente.

A Tabela 4.1 mostra a caracterização desses cenários.

Tabela 4.1 - Cenários considerados na AIR.

Cenário	Grau de implantação	Percentual de instalação de medidores com relação ao total de UCs existentes	IHD	Percentual de instalação de IHDs com relação ao total de UCs existentes
C1	Tímido	50,00%	Não	0,00%
C2	Intermediário	80,00%	Não	0,00%
C3	Avançado	100,00%	Não	0,00%
C4	Tímido	50,00%	Sim	10,00%
C5	Intermediário	80,00%	Sim	16,00%
C6	Avançado	100,00%	Sim	20,00%

Para todos os cenários, a sequência anual dos custos e dos benefícios foi analisada durante um período de 30 anos (intitulado neste trabalho de tempo de análise). A troca da totalidade de medidores de cada cenário ocorre em 13 anos (ciclo de implantação).

Na Tabela 4.1, cada grau de implantação ilustrado na terceira coluna, além de representar um percentual de instalação de medidores, considera gastos e instalação proporcionais com telecomunicações, automação e TI. Na última coluna, o percentual de instalação de IHDs significa que, nos Cenários 4, 5 e 6, a implantação desse equipamento ocorre em 20% das UCs que foram contempladas pela troca de medidores (ou seja, 20% sobre o número de unidades abrangidas pelo grau de implantação).

O detalhamento dos prazos e das taxas aplicados na AIR é feito posteriormente no Item 4.6, sendo que a Tabela 4.2 mostra um resumo com esses valores considerados.

Tabela 4.2 - Prazos e taxas considerados na AIR.

Item	Valor	Observação
Tempo de análise	30 anos	Valor equivalente ao prazo de concessão de distribuição.
Vida útil de medidores e equipamentos de telecomunicações e automação	13 anos	Foram consideradas as taxas de depreciação regulatórias adotadas pela Aneel no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE.
Vida útil de hardwares e softwares de TI	5 anos	
Ciclo de implantação de medidores e equipamentos de telecomunicações e automação	13 anos	Valor equivalente à vida útil considerada para os equipamentos.
Ciclo de implantação de TI	2 anos	A vida útil de hardwares e softwares é menor. Além disso, considera-se que a infraestrutura de TI deve ser instalada de forma mais rápida, de modo que esteja pronta previamente à instalação dos outros equipamentos.
Taxa de desconto (anual)	7,50%	Valor equivalente ao custo médio ponderado de capital regulatório (<i>Weighted Average Cost of Capital - WACC</i>).
Taxa de crescimento de mercado (MWh) (anual)	4,30%	Considera o valor definido no Plano Decenal de Expansão - PDE.
Crescimento vegetativo de unidades consumidoras (anual)	1,78%	Considera o crescimento histórico do número de UCs.
Redução anual dos custos (ganhos de escala e evolução tecnológica)	1,50%	A redução anual ocorre até um determinado limite, de modo que o valor final do equipamento ao longo dos anos satura em 70% do valor original.
Inflação	0%	Valores não considerados na análise.
Variação da tarifa	0%	
Variação da receita de fornecimento	0%	

Em 2012, a quantidade de unidades consumidoras no Brasil era de 72,186 milhões. A implantação considerada nesta análise se inicia em 2014. Assim, considerando a taxa anual de crescimento vegetativo, essa quantidade atinge 124,7 milhões de UCs ao final do tempo de análise (ano de 2043). A Tabela 4.3 mostra a totalidade de UCs que estaria sujeita ao plano de redes inteligentes em cada grau de implantação (cabe ressaltar que a troca da totalidade de medidores de cada cenário ocorre em 13 anos, que é o ciclo de implantação).

Tabela 4.3 - Quantidade unidades consumidoras sujeitas à implantação de redes inteligentes.

Ano	Grau de implantação Avançado (100%)	Grau de implantação Intermediário (80%)	Grau de implantação Tímido (50%)
2014 (ano 1)	74.778.869	59.823.095	37.389.435
2043 (ano 30)	124.735.434	99.788.347	62.367.717

O detalhamento dos custos considerados na AIR é feito posteriormente no Item 4.7. Os custos foram contabilizados em oito categorias:

- Aquisição e instalação de **medidores inteligentes**;
- Aquisição e instalação de **IHDs** (considerados apenas em cenários específicos);
- Aquisição, instalação, subscrição e Operação e Manutenção - O&M de infraestrutura de **telecomunicações**;
- Aquisição, instalação e O&M de infraestrutura de **automação**;
- Aquisição, instalação e O&M de infraestrutura de **TI**;
- Gastos com **logística** do programa de implantação;
- Gastos com **campanhas de comunicação**; e
- Custos **administrativos**.

A Tabela 4.4 apresenta os custos com aquisição e instalação dos equipamentos e dos diversos sistemas. Nessa tabela, a terceira coluna ilustra o custo do item por unidade consumidora a partir de 2034 (ano 21), uma vez que, conforme mostrado na Tabela 4.2, a análise considera 1,50% de redução anual dos custos em decorrência de ganhos de escala e

de evolução tecnológica. O valor final após a redução corresponde a 70% do valor original, o que acontece no ano 21 (2034). Mais detalhes são mostrados posteriormente.

Tabela 4.4 - Custos de aquisição e instalação de equipamentos considerados na AIR.

Item	Custo por UC no Ano 1	Custo por UC a partir do Ano 21	Observação
Medidor inteligente (aquisição)	R\$ 355,00	R\$ 248,50	Trata-se de valor de aquisição do medidor inteligente.
Medidor inteligente (instalação)	R\$ 20,00	R\$ 20,00	Trata-se de valor de instalação do medidor inteligente. É um valor constante (não sofre redução anual).
IHD (aquisição)	R\$ 125,00	R\$ 87,50	Trata-se de valor de aquisição do IHD, já incluindo custos com rede <i>Home Area Network</i> - HAN.
IHD (instalação)	R\$ 20,00	R\$ 20,00	Trata-se de valor de instalação do IHD com HAN. É um valor constante.
Telecomunicações	R\$ 142,00	R\$ 99,40	O valor considerado é referente à aquisição e à instalação e é equivalente a 40% do valor de aquisição do medidor.
Automação	R\$ 53,25	R\$ 37,28	O valor considerado é referente à aquisição e à instalação e é equivalente a 15% do valor do medidor.
TI	R\$ 53,25	R\$ 37,28	O valor considerado é referente à aquisição e à instalação e é equivalente a 15% do valor do medidor.
Total por UC (cenários sem IHD)	R\$ 623,50	R\$ 442,46	Trata-se do total gasto por UC, considerando aquisição e instalação dos equipamentos, não incluindo despesas com IHDs.
Total por UC (cenários com IHD)	R\$ 768,50	R\$ 549,96	Trata-se do total gasto por UC, considerando aquisição e instalação dos equipamentos, incluindo despesas com IHDs.

A Tabela 4.5 mostra os custos com O&M e manutenção dos equipamentos e sistemas. Especificamente para telecomunicações, também são considerados custos com subscrição (aluguel do serviço).

Tabela 4.5 - Custos de subscrição, operação e manutenção considerados na AIR.

Item	Custo por UC no Ano 1	Custo por UC a partir do Ano 21	Observação
Telecomunicações (O&M)	R\$ 3,55	R\$ 2,49	O valor considerado é equivalente a 2,5% do valor de aquisição da infraestrutura de telecomunicações.
Telecomunicações (subscrição)	R\$ 10,65	R\$ 7,46	O valor considerado é equivalente a 3,0% do valor de aquisição dos medidores inteligentes.
Automação (O&M)	R\$ 5,33	R\$ 3,73	O valor considerado é equivalente a 1,5% do valor de aquisição dos medidores inteligentes.
TI (O&M)	R\$ 5,33	R\$ 3,73	O valor considerado é equivalente a 1,5% do valor de aquisição dos medidores inteligentes.
Total por UC	R\$ 24,86	R\$ 17,40	Trata-se do gasto anual total por UC com subscrição, operação e manutenção.

Além dos supracitados custos de aquisição, instalação, subscrição, operação e manutenção, a análise considera outros tipos de gastos relacionados ao programa de redes inteligentes, tais como despesas com logística do programa, campanhas de comunicação aos consumidores e custos administrativos enfrentados pelas distribuidoras e pelo governo.

Nesse contexto, a Tabela 4.6 apresenta os demais gastos contabilizados nesta Análise de Impacto Regulatório.

Tabela 4.6 - Custos administrativos, de logística e de comunicação considerados na AIR.

Item	Periodicidade	Gastos	Observações
Logística	Gastos anuais (durante 30 anos)	R\$ 12,50 por medidor instalado	Trata-se de um gasto por medidor instalado durante todos os 30 anos do tempo de análise. É um valor constante (não sofre variação ao longo dos anos).
Campanhas de comunicação	Gastos anuais iniciais (durante o primeiro ciclo de implantação)	R\$ 8.000.000,00	Trata-se de um gasto anual durante os 13 primeiros anos de implantação. É constante e independe do cenário. É um custo a ser enfrentado pelos órgãos públicos.
	Gastos anuais (durante 30 anos)	R\$ 1,00 por medidor instalado	É um custo adicional ao considerado na linha anterior. Trata-se de um gasto anual por medidor instalado durante os 30 anos do tempo de análise. É um valor constante. É um custo a ser enfrentado pelas distribuidoras.
Custos administrativos	Gasto inicial (ano 1)	R\$ 37.389.434,56	Trata-se de um custo inicial fixo despendido no primeiro ano da análise (esse custo equivale a um gasto de R\$ 0,50 por UC existente em 2014). Independe do cenário. Trata-se de um custo a ser enfrentado pelos órgãos públicos.
	Gastos anuais (durante 30 anos)	R\$ 0,50 por medidor instalado	É um custo adicional ao considerado na linha anterior. Trata-se de um gasto por medidor instalado durante todos os 30 anos do tempo de análise. É um valor constante. Trata-se de um custo a ser enfrentado pelas distribuidoras.

O detalhamento dos benefícios considerados na AIR é feito posteriormente no Item 4.8. São considerados ganhos em nove categorias, sendo algumas subdivididas:

- **Eficiência energética - EE;**
 - Redução do **consumo** de energia;
 - Redução da **demand**a de ponta (postergação de **investimentos** em instalações de distribuição);
 - Redução da necessidade de **novas plantas de geração** (em função da redução da demanda de ponta);
- **Melhoria da qualidade do serviço (continuidade);**
 - Redução da Energia Não Distribuída - END;
 - Recuperação de receita;
 - Redução de compensações pagas por violação de indicadores de continuidade individuais;

- Redução de **perdas**;
 - Redução de perdas técnicas; e
 - Redução de perdas não técnicas.
- Redução de **custos operacionais**;
 - Redução de custos com leitura;
 - Redução de custos com corte e religamento (não programados);
 - Redução de custos com desligamento programado;
- Redução de **emissão de CO₂**;
 - Decorrente da redução de consumo
 - Decorrente da redução de perdas não técnicas
 - Decorrente da redução de perdas técnicas
- Redução de **inadimplência**;
- Redução de gastos com *Call Center*;
- Redução da **emissão de faturas de papel** (redução de impressão e de entrega de faturas de papel que apresentam as contas de energia elétrica);
- **Custos evitados** com compras de medidores básicos (compras evitadas);

A Tabela 4.7 apresenta os benefícios decorrentes da implantação de redes inteligentes. Para os casos onde é considerada a instalação de IHD, são majorados os benefícios relacionados à eficiência energética, redução de perdas técnicas, redução de emissão de CO₂ e redução da emissão de faturas de papel.

Na Tabela 4.7, os percentuais esperados de redução (mostrados na terceira e quarta colunas) são relativos ao Grau de implantação Avançado, onde 100% das unidades consumidoras teriam medidores inteligentes. Para os cenários onde estão previstos menores montantes de implantação, os benefícios são atingidos em um grau menor e os percentuais esperados de redução (mostrados na terceira e quarta colunas) são proporcionais à quantidade de medidores inteligentes instalados.

Conforme detalhado posteriormente no Item 4.8, o modo como os benefícios são contabilizados depende da categoria.

Tabela 4.7 - Benefícios considerados na AIR.

Item	Valor atual	Redução esperada (cenários sem IHD)	Redução esperada (cenários com IHD)
Eficiência Energética - EE			
Demanda de ponta (kW)	Considera um percentual de crescimento anual da demanda de ponta de 5,0% e que há investimentos anuais da ordem de R\$ 8,2 bilhões em expansão, melhoria e renovação na distribuição	2,5% de redução de demanda de ponta (kW)	5,0% de redução de demanda de ponta (kW)
Consumo de energia (kWh)	Redução de consumo valorada ao Custo Marginal de Operação de R\$ 102,00/MWh	2,5% de redução de consumo (kWh)	5,0% de redução de consumo (kWh)
Novas plantas de geração	Adota-se a demanda máxima instantânea no sistema interligado nacional de 78.032 MW e um valor do investimento em geração de 1.700 R\$/kW	2,5% (decorrente da redução de ponta)	5,0% (decorrente da redução de ponta)
Melhoria da Qualidade do Serviço (melhoria da continuidade)			
Energia Não Distribuída - END	DEC Brasil 2012: 18,65 horas (o valor da END considerado foi de 5,10 R\$/kWh)	40,0% (a redução seria de 7,46 horas: o DEC Brasil seria de 11,19 após 13 anos)	Igual à coluna ao lado
Recuperação de receita	Por hora, a receita de fornecimento é de R\$ 10.714.969,54 (valor médio de 2012)	40,0%	Igual à coluna ao lado
Compensações por violação de indicadores	R\$ 478.633.500,00 (valor total de compensações pagas em 2012)	50,0% (quanto maior é a melhoria da continuidade, maior é a redução de compensações).	Igual à coluna ao lado
Redução de Perdas			
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)	Igual à coluna ao lado
Perdas técnicas	7,27% da energia injetada no sistema de distribuição (valor médio Brasil)	1,0% (as perdas técnicas passariam a 7,20% após 13 anos)	2,0% (as perdas técnicas passariam a 7,18% após 13 anos)

Tabela 4.7 (continuação)

Item	Valor atual	Redução esperada (cenários sem IHD)	Redução esperada (cenários com IHD)
Redução de custos operacionais			
Leitura	R\$ 0,50 por leitura por mês (valor médio Brasil)	Redução de 95,0% das atividades	Igual à coluna ao lado
Corte e religamento	O custo (serviços cobráveis) depende se a UC é mono, bi ou trifásica e depende ainda se é uma religação normal ou religação de urgência	Redução de 95,0% das atividades	Igual à coluna ao lado
Desligamento programado	O custo (serviços cobráveis) depende se a UC é mono, bi ou trifásica	Redução de 95,0% das atividades	Igual à coluna ao lado
Redução da emissão de CO₂			
Decorrente da redução de consumo	Valor de emissão de 0,0686 tCO ₂ /MWh, que é o valor médio Brasil 2012	2,5%	5,0%
Decorrente da redução de perdas não técnicas	calculado a partir de dados do MCTI e do ONS.	5,0% (redução dos 15,0% de racionalização sobre os 33,3% de redução de perdas não técnicas)	Igual à coluna ao lado
Decorrente da redução de perdas técnicas	O valor da tonelada de CO ₂ considerado foi de 30€/ton. que corresponde a 78,90 R\$/ton.	1,0%	2,0%
Outros			
Inadimplência	Valor médio Brasil de 1,06% (receitas irrecuperáveis)	35,0%	Igual à coluna ao lado
Call Center	Gastos anuais de cerca de R\$ 288 milhões	Aumento de 10% dos gastos durante o primeiro ciclo de implantação e redução de 30% nos anos restantes	Igual à coluna ao lado
Fatura de papel	Valor de R\$ 2,11 por fatura (serviços cobráveis)	10,0% no primeiro ciclo de implantação e 20,0% a partir do ano 14	Não há fatura de papel para consumidores com IHDs. Assim, além dos valores da coluna ao lado, há redução de faturas de 20% sobre o número de unidades abrangidas pelo cenário
Custos evitados com compras de medidores básicos	R\$ 25,00 por medidor eletrônico básico	Os benefícios são considerados apenas a partir do ano 14	Igual à coluna ao lado

Conforme comentado, as tabelas anteriores são uma compilação com as premissas adotadas. Os próximos itens deste capítulo expõem as justificativas para todos os parâmetros anunciados anteriormente.

Ao final do capítulo também são mostrados custos e benefícios não contabilizados na presente análise⁴³.

4.4 - CARACTERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS DA AIR

Conforme mostrado na Tabela 4.1, na presente AIR optou-se por três graus de implantação de redes inteligentes:

- Grau de implantação **Tímido: 50%** das UCs teriam medidores inteligentes;
- Grau de implantação **Intermediário: 80%** das UCs teriam medidores inteligentes;
e
- Grau de implantação **Avançado: 100%** das UCs teriam medidores inteligentes.

Além de representar um percentual de instalação de medidores, cada grau de implantação considera gastos e instalação proporcionais com telecomunicações, automação e TI (por exemplo, um cenário com Grau Avançado tem o dobro dos gastos de um cenário com Grau Tímido e, conseqüentemente, tem o dobro de infraestrutura de medição, telecomunicações, automação e TI).

Ademais, **alguns cenários consideram a implantação de IHDs em 20% das UCs que foram contempladas pela troca de medidores** (ou seja, o estudo não adotou 20% frente

⁴³ Além de uma avaliação quantitativa, onde os custos e benefícios são monetizados, outra parte da AIR consiste na realização de uma avaliação qualitativa, de modo que custos e benefícios não contabilizados sejam destacados. A avaliação qualitativa considera a análise de externalidades, de impactos socioeconômicos transversais (fora do setor elétrico) e de outros fatores que não foram valorados. Em alguns casos, são ainda apresentados neste trabalho custos e benefícios cuja monetização foi possível, mas a contabilização é inviável em função de grandes incertezas ou da falta de resultados práticos.

ao número total de UCs existentes, e sim 20% sobre o número de unidades abrangidas pelo grau de implantação)⁴⁴.

Conforme Tabela 4.7, para os casos onde foi considerada a instalação de IHD, foram majorados os benefícios relacionados à eficiência energética, redução de perdas técnicas, redução de emissão de CO₂ e redução da emissão de faturas de papel.

Com exceção do estudo preliminar de AIR conduzido pela Aneel⁴⁵, todas as referências de ACB, incluindo os guias com diretrizes para elaboração de análises, consideraram modelos avançados de medidores inteligentes. Também nos pilotos brasileiros foram instalados medidores avançados. Com base nesse pressuposto e com objetivo de adotar o amplo conceito de redes inteligentes, a presente análise considera um medidor com um rol completo de funcionalidades, conforme mostrado no Item 2.3.1.

A presente AIR é baseada em cenários que variam a quantidade de unidades consumidoras com instalação de medidores inteligentes e presença de IHDs em parte dessas unidades. No Apêndice B, a Tabela B.1 mostra a abrangência adotada em análises de custo-benefício pesquisadas. Já a Tabela B.2 do mesmo Apêndice mostra a caracterização de cenários de implantação testados em outros casos.

A abrangência adotada em outras análises não é exatamente a mesma, mas em muitas se adotou ao menos 80% ou 100% das unidades. A opção escolhida neste presente trabalho permite verificar três percentuais, o que possibilita o exame sobre os graus de implantação e os montantes de custos e benefícios envolvidos.

Já a caracterização dos cenários considera particularidades de cada caso. No presente trabalho, não seria conveniente simular cenários baseados em combinações da frequência

⁴⁴ A existência de IHD foi considerada como parte das funcionalidades básicas no Reino Unido e Irlanda, enquanto em outros países pesquisados é um dispositivo opcional, testado em vários cenários nas análises custo-benefício conduzidas.

⁴⁵ No trabalho piloto conduzido pela Aneel, os cenários foram baseados em combinações de funcionalidades (do medidor básico ao medidor completo com telecomunicação) (Aneel, 2011).

de leituras (diferente do Brasil, onde historicamente a leitura e o faturamento são mensais, alguns países adotavam outras periodicidades - alguns casos apenas leituras semestrais).

Em determinadas análises, os cenários foram baseados em combinações de tecnologias de telecomunicação. Nesses casos, os benefícios são praticamente os mesmos, com variação apenas dos gastos. No presente trabalho, não se optou por essa postura⁴⁶, já que os melhores cenários ficariam direcionados àqueles com tecnologias mais baratas. Na ACB conduzida na Holanda (SenterNovem, 2005), por exemplo, além da opção “não fazer nada”, foi testado um cenário com troca de todos os medidores e com um misto de sistemas de telecomunicações (40% de PLC; 20% de GSM/GPRS; e 40% de ADSL).

4.5 - PERFIL DE IMPLANTAÇÃO DAS TECNOLOGIAS NA AIR

O grau de implantação comentado anteriormente define o percentual de unidades consumidoras abrangidas pelo programa de redes inteligentes. Outro ponto relevante diz respeito ao perfil de implantação, que define a quantidade de medidores e equipamentos comprados e instalados por ano.

Essa quantidade anual deve considerar o ciclo de implantação, que nesta análise é de 13 anos. Esse período foi citado na Tabela 4.2, mas ainda será discutido posteriormente no Item 4.6.3.

Além do ciclo de implantação, existem importantes variáveis para a definição da quantidade de medidores e equipamentos comprados e instalados por ano: capacidade operacional das distribuidoras, capacidade produtiva dos fabricantes, prazos metrológicos e dimensão dos custos e dos investimentos envolvidos.

Nesse contexto, uma alternativa seria adotar um valor uniforme de instalação de medidores (mesma quantidade anual), de modo que ao final dos 13 anos todas as unidades consumidoras abrangidas pelo cenário já estariam contempladas. Outra opção seria adotar um perfil de implantação não uniforme e com folga nas pontas, que também contemplaria

⁴⁶ Conforme destacado posteriormente, adotou-se neste trabalho um valor médio de custo para equipamentos de telecomunicações.

a totalidade de unidades ao final de 13 anos. Nesta análise foi adotada a segunda opção para implantação de medidores (folga nas pontas), conforme mostra a Figura 4.1.

A Figura 4.1 mostra uma projeção, sem especificar a quantidade instalada de equipamentos. No capítulo de resultados (Capítulo 5), o Item 5.1 detalha as quantidades envolvidas na implantação. Caso fosse adotada a implantação uniforme (mesma quantidade anual instalada durante todos os anos), as barras na Figura 4.1 teriam uma projeção com valor de 1,0.

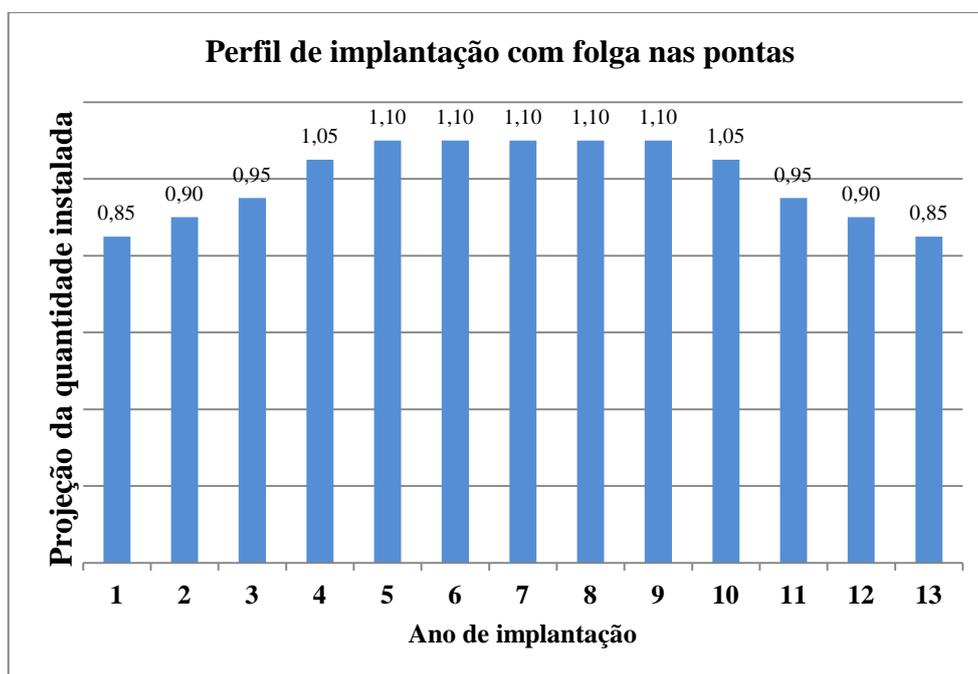


Figura 4.1 - Perfil de implantação de medidores inteligentes considerado na AIR.

O fato de se adotar o perfil de implantação com folga nas pontas facilita a logística da distribuidora, uma vez que esse perfil considera que o início da implantação é uma fase mais complexa e que, no fim, foram deixadas as unidades consumidoras de instalação e acesso mais difíceis.

O perfil de implantação adotado para os equipamentos de telecomunicações, de automação e IHD é o mesmo mostrado para os medidores na Figura 4.1, uma vez que foi considerado o mesmo prazo de vida útil para esses equipamentos. Por outro lado, foi considerado um perfil uniforme para os sistemas de TI (hardwares e softwares). Essa discussão é retomada no Item 4.6.3 sobre o ciclo de implantação.

4.6 - PRAZOS E TAXAS CONSIDERADOS NA AIR

Os prazos e taxas considerados nesta AIR foram originalmente resumidos na Tabela 4.2. Os itens a seguir mostram um detalhamento sobre esses parâmetros.

4.6.1 - Tempo de análise

O tempo de análise é o horizonte, em anos, no qual custos e os benefícios são valorados.

Esse horizonte não pode ser pequeno ao ponto de ser influenciado por efeitos de curto prazo e deve permitir que seja constituída uma conjuntura estável. Por outro lado, um longo horizonte consideraria muitas incertezas como mudanças nas tecnologias envolvidas no projeto, transformações no ambiente regulatório e mudanças na economia (por exemplo, variação de inflação).

De uma forma geral, investimentos no setor elétrico são caracterizados por altos valores e por longos tempos de maturação e retorno. Nesse contexto, o horizonte de tempo deve considerar a vida útil dos ativos envolvidos na análise e incluir os benefícios resultantes. Um tempo de análise mais longo tende a resultar em um VPL mais positivo, pois os custos ocorrem desde os primeiros momentos de implantação, enquanto que os benefícios completos surgem após alguns anos: um tempo de análise maior “abraça” mais benefícios.

Conforme Tabela B.3 do Apêndice B, em uma relação de 8 análises custo-benefício para implantação de medição inteligente, os tempos de análise variam entre 15 a 50 anos. Já um guia da Comissão Europeia para realização de análises custo-benefício de projetos de infraestrutura aponta períodos de 20 a 30 como horizonte para realização de julgamento sobre a viabilidade de projetos de energia (EC, 2008).

Além disso, é importante destacar que um período de 30 anos é o prazo para prestação dos serviços de distribuição contido na Lei nº 9.074/1995⁴⁷ e nos contratos de concessão.

⁴⁷ A Lei nº 9.074/1995 estabelece as normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos. O Art. 4º, §3º, define que “*as concessões de transmissão e de distribuição de energia elétrica, contratadas a partir desta Lei, terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a trinta anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato...*” (Brasil, 1995b).

Nesse sentido, **o presente trabalho adota um tempo de análise de 30 anos.**

4.6.2 - Vida útil

Além de questões relacionadas à manutenção dos equipamentos, a definição da vida útil tem influência direta sobre a remuneração e amortização dos ativos. Quanto menor a vida útil, maiores são os gastos para a compra de novos ativos. Ou seja, uma pequena vida útil implica que o equipamento é depreciado mais rápido e deve também ser substituído de forma mais rápida.

Conforme a Tabela B.4 do Apêndice B, nove referências (tanto de análises custo-benefício, quanto de valores regulatórios adotados em outros países) consideraram vida útil de medidores eletrônicos de 15 anos. Apenas a análise realizada no projeto de P&D conduzido pela Abradee considerou vida útil de medidores de 13 anos.

Já conforme a Tabela B.5 do Apêndice B, as referências de análises custo-benefício consideraram vida útil de equipamentos de telecomunicações de 15 anos e vida útil de TI de 7 anos. Apenas a análise realizada no projeto de P&D conduzido pela Abradee considerou vida útil de 13 anos para equipamentos de telecomunicações.

No Brasil, a vida útil é definida pela REN nº 474/2012, que estabelece as taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico. Tais taxas estão contidas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE (Aneel, 2013a).

A Tabela 4.8 mostra um estrato com valores de taxas de depreciação e vida útil constantes no MCPSE. Esse estrato foi selecionando de forma que sejam ilustrados ativos que se relacionem com os equipamentos objetos desta análise. Note que a vida útil de medidores eletrônicos é definida em 13 anos. Quase a totalidade dos equipamentos de telecomunicações e de automação tem vida útil de 15 anos (em dois casos a vida útil é de 20 anos). Com relação à TI, também estão contidas informações sobre vida útil de softwares (5 anos) e hardwares (6 anos).

Tabela 4.8 - Vida útil regulatória de equipamentos do contexto de redes inteligentes (Aneel, 2013a).

Tabela XVI do MCPSE - REN nº 474 de 2012				
Descrição		Subdescrição	Taxas de depreciação	Vida Útil (anos)
Medição	Medidor	Medidor eletromecânico	4,00%	25
		Medidor eletrônico	7,69%	13
		Concentrador	7,69%	13
		Comparador/fiscal	7,69%	13
Telecomunicações	Fibra ótica	-	6,67%	15
	Sistema de comunicação e proteção <i>Carrier</i>	-	5,00%	20
	Sistema de comunicação local	-	6,67%	15
	Sistema de radiocomunicação	Estação HF	6,67%	15
		Estação VHF	6,67%	15
		Estação UHF	6,67%	15
		Estação micro-ondas	6,67%	15
	Estação fibra ótica	6,67%	15	
Automação	Chave	Seccionadora, tensão inferior a 69 kV	6,67%	15
		Sec. com lâmina de terra, tensão inferior a 69kKV	6,67%	15
		Chave fusível, tensão inferior a 69 kV	6,67%	15
		Chave fusível religadora, tensão inferior a 69 kV	6,67%	15
		Chave de aterramento, tensão inferior a 69 kV	6,67%	15
		Seccionalizador, tensão inferior a 69 kV	6,67%	15
	Religador	-	4,00%	25
	Sistema de proteção, medição e automação	Sistema de proteção	6,67%	15
		Sistema de teleproteção	6,67%	15
		Sistema de telecontrole	6,67%	15
Sistema de telemedição		6,67%	15	
	Sistema de aquisição de dados	6,67%	15	
	Sistema de monitoramento	6,67%	15	
TI	Software	Software	20,00%	5
		Licença de uso	20,00%	5
	Equipamento geral de informática	-	16,67%	6

Com base nessas informações, o presente trabalho adota vida útil de TI (hardwares e softwares) de 5 anos e vida útil de medidores, de IHDs e de equipamentos de telecomunicação e de automação de 13 anos.

Pelo exame dos valores de vida útil do MCPSE e daqueles considerados em experiências internacionais, conclui-se que a postura adotada na presente AIR é conservadora com relação a hardwares (TI) e a equipamentos relacionados a telecomunicações e automação. Caso fossem considerados valores maiores para vida útil, os custos relacionados a esses ativos seriam menores (menor depreciação). Essa postura possibilita atualização mais rápida e reflete a importância desses equipamentos no contexto de redes inteligentes.

Uma conclusão semelhante pode ser feita quando são comparados os valores de vida útil de medidores adotados internacionalmente (15 anos) e o valor adotado neste trabalho (13 anos): a postura da presente AIR é conservadora, uma vez que vida útil maior implicaria em menores gastos com aquisição de novos medidores. Além disso, trata-se de valor igual à vida útil regulatória já definida pela Aneel, o que se mostra mais um ponto a favor da escolha.

4.6.3 - Ciclo de implantação

Esse período diz respeito ao prazo máximo em que todos os novos medidores (e demais equipamentos de telecomunicações, automação e TI) serão instalados no contexto das redes inteligentes. Trata-se do ciclo de implantação dos equipamentos.

Para os países da União Europeia, a Diretiva EU-2009/72/EC estabeleceu um período de implantação máximo. Com base na avaliação de natureza econômica dos custos e benefícios, “*os Estados-Membros... devem fixar um calendário correspondente a um período de 10 anos, no máximo, com vista à implementação de sistemas de contadores inteligentes*” (COM-EU, 2009).

Conforme Tabela B.6 do Apêndice B, análises internacionais para implantação de medição inteligente consideraram períodos de implantação de 4 a 10 anos. Apenas a análise realizada no projeto de P&D conduzido pela Abradee, que também considerou implantação de automação, adotou prazo de 13 anos.

Considerando que o universo de implantação de medidores (mais de 72 milhões) é maior do que em outras análises realizadas fora do Brasil e considerando também que existe nesta análise a previsão de instalação de equipamentos de automação (não previsto nas demais),

este trabalho considera um ciclo de implantação de 13 anos para medidores e equipamentos de telecomunicações e de automação. Para TI, o ciclo de implantação é de 2 anos.

Além de ser igual ao prazo da vida útil dos medidores e equipamentos de telecomunicações e automação, o que facilita a logística de implantação, o ciclo de 13 anos leva em conta os já mencionados fatores de capacidade operacional das distribuidoras (compras de equipamentos, mão de obra e processos de implantação) e capacidade de produção e atuação dos fabricantes e prestadores de serviços. Considerar um prazo muito curto causaria impacto negativo nesses fatores. Assim, um período de substituição igual ao tempo de vida útil suaviza a implantação: evita picos nos momentos de maior instalação e evita ociosidade nos momentos remanescentes.

Em uma consulta pública realizada pela Aneel em 2009, a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - Abinee sugeriu um período de implantação de 10 anos. A Associação argumentou que a capacidade fabril instalada no país, segundo as auditorias e certificações realizadas pelo Inmetro, é de 10 milhões de medidores por ano. Com isso, seria possível trocar o parque instalado em um período inferior a 10 anos. Porém, a contribuição alertou que um prazo curto causaria efeito de ociosidade nos fabricantes após o término da implantação (Aneel, 2009).

Para os sistemas de TI, o prazo de 2 anos significa que toda a estrutura computacional já estará preparada no início da implantação, fato que fornece suporte para as atividades da distribuidora. Trata-se de uma postura conservadora.

Para a implantação de medidores, IHDs e equipamentos de telecomunicações e de automação, cujos valores de vida útil adotados foram de 13 anos, o tempo de análise de 30 anos engloba totalmente os dois primeiros ciclos de implantação e contempla o início do terceiro ciclo, conforme mostra a Figura 4.2. Note que a Figura reflete o perfil de implantação não uniforme e com folga nas pontas. O aumento dos montantes de implantação entre os ciclos se deve à taxa de crescimento vegetativo.

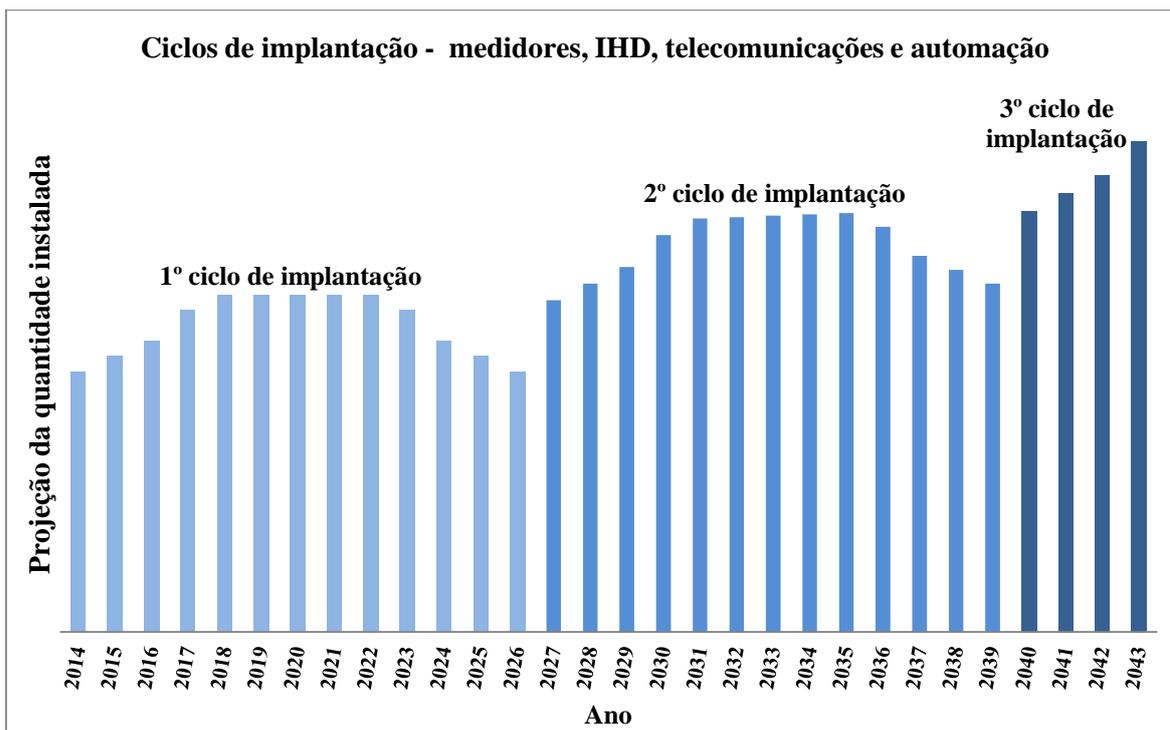


Figura 4.2 - Projeção dos ciclos de implantação de medidores, IHDs e equipamentos de telecomunicações e de automação.

Já para os hardwares e softwares (vida útil de 5 anos), o tempo de análise contempla seis ciclos de implantação. Nesse caso, conforme a Figura 4.3, note que a implantação de todo o sistema de TI foi dividida em dois anos de modo uniforme, sendo renovado após o fim da vida útil.

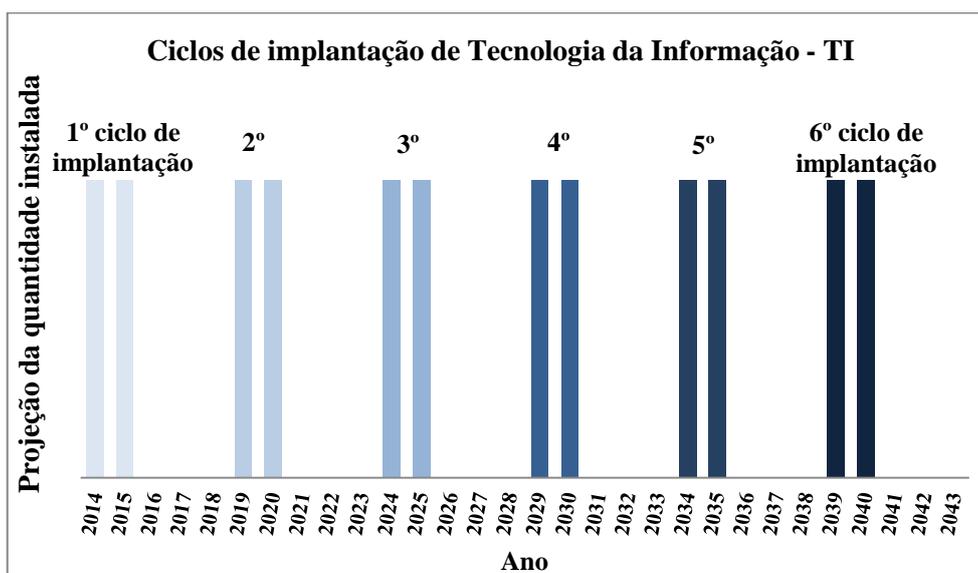


Figura 4.3 - Projeção dos ciclos de implantação de sistemas de TI.

4.6.4 - Taxa de desconto

A taxa de desconto reflete o valor temporal do dinheiro e pode ser entendida como um efeito contrário de taxas de juros. Traduz a ideia de que o dinheiro disponível no futuro vale menos do que a mesma quantidade disponível agora, pois considera que existem mecanismos em que o dinheiro poderia render algum acréscimo em determinado tipo de transação (aplicação em caderneta de poupança, por exemplo).

A definição do valor da taxa de desconto deve considerar os juros e as condições de financiamento do país, refletindo tanto as possibilidades, quanto os riscos e incertezas da economia.

Várias experiências em análise de projetos de energia elétrica utilizam a taxa regulada de remuneração dos ativos. No Brasil, para o cálculo da taxa de retorno de remuneração dos ativos, a Aneel utiliza o Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*), conforme Submódulo 2.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret (Aneel, 2013b). Para o segmento de distribuição, as condições citadas no parágrafo anterior são refletidas no valor do WACC definido pela Agência.

Quanto menor a taxa de desconto, maior o VPL. Uma taxa de desconto muito baixa pode mascarar as incertezas envolvidas no projeto. Por outro lado, altas taxas de desconto podem levar a subvalorização de benefícios.

Segundo o Guia de recomendações para países da União Europeia, a taxa de retorno dos investimentos aplicável para a distribuidora é uma escolha razoável para a taxa de desconto (EC, 2012). Ademais, conforme Tabela B.7 do Apêndice B a maioria das referências analisadas menciona diretamente a taxa regulada de remuneração dos ativos do país. Nessa Tabela, os valores apresentados variam de 4% a 10%.

Com base nessas informações, **a presente AIR adota taxa de desconto de 7,50%**, equivalente ao WACC real depois de impostos, valor adotado pela Aneel no terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das distribuidoras.

4.6.5 - Taxa anual de crescimento de mercado

O Brasil tem apresentado taxas de crescimento da economia e do Produto Interno Bruto que justificam um percentual de crescimento do consumo de energia elétrica.

Conforme o Plano Decenal de Expansão - PDE 2021, há projeção de crescimento da carga do Sistema Interligado Nacional - SIN: a carga de energia cresce à taxa de 4,30% anuais, passando de 58.185 MWmédios em 2011, para 88.921 MWmédios em 2021 (EPE, 2013).

Assim, **este trabalho adotou taxa anual de crescimento de mercado de 4,30%.**

O percentual empregado nesta AIR é um cálculo oficial. Trata-se do valor utilizado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE e pelo MME para o planejamento do setor elétrico nacional até o ano de 2021. Como esta AIR se estende até 2043, decidiu-se manter o percentual do PDE por todo o tempo de análise de 30 anos.

Algumas das referências pesquisadas consideraram percentuais de crescimento do mercado de energia elétrica (crescimento de consumo), conforme Tabela B.8 do Apêndice B.

Do ponto de vista da análise realizada neste trabalho, aplicar uma taxa anual de crescimento de mercado implica no aumento dos benefícios relacionados às seguintes categorias: redução do consumo de energia elétrica (eficiência energética); redução de perdas (técnicas e não técnicas) e redução das emissões de CO₂.

4.6.6 - Crescimento anual de unidades consumidoras

Analogamente, deve-se aplicar um crescimento vegetativo das unidades consumidoras. Assim, considerando tanto os dados históricos quanto a análise conduzida no P&D Estratégico de Redes Inteligentes (Abradee, 2011a), **o presente trabalho adota crescimento anual de unidades consumidoras de 1,78%.**

Considerando que em 2012 existiam 72,2 milhões de unidades consumidoras e considerando a taxa anual de crescimento vegetativo, chega-se ao valor de 124,7 milhões de unidades consumidoras ao final do tempo de análise (2043). A Figura 4.4 ilustra a

previsão de crescimento do número de UCs, destacando ainda os anos de 2026 (fim do primeiro ciclo de implantação) e 2039 (fim do segundo ciclo de implantação).

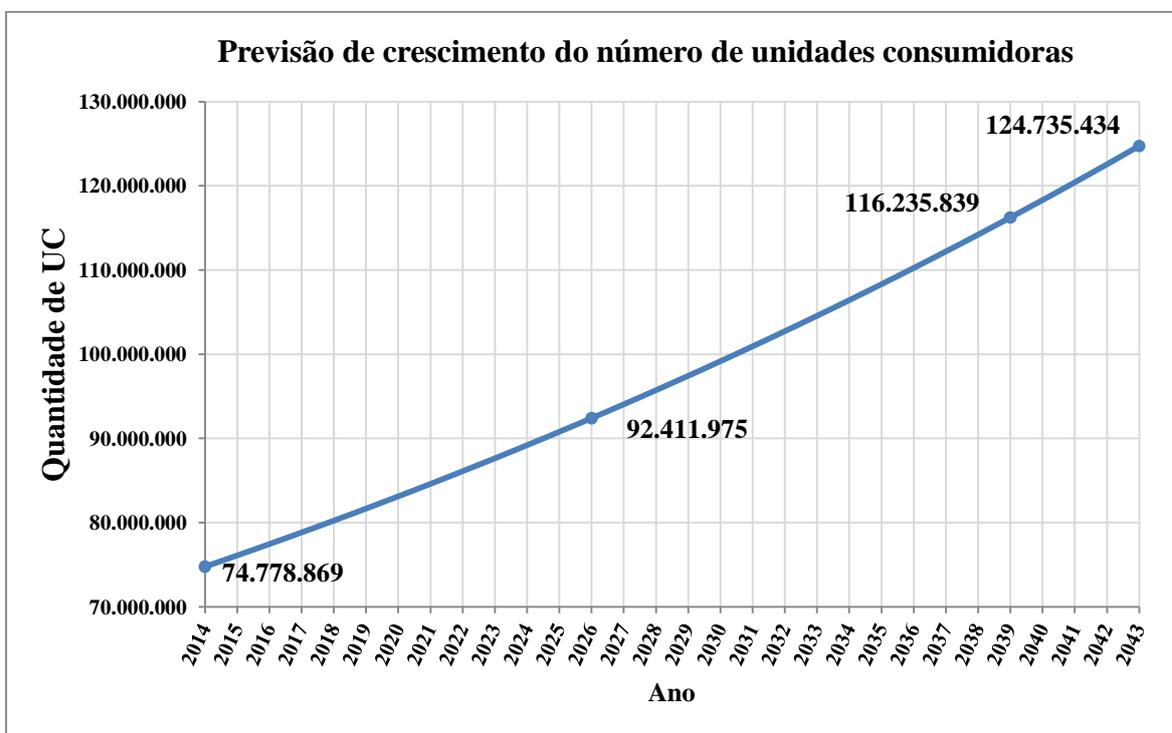


Figura 4.4 - Previsão de crescimento do número de UCs no Brasil durante o tempo de análise.

Do ponto de vista da análise realizada neste trabalho, o crescimento anual de unidades consumidoras implica no aumento dos gastos em todas as categorias de custos.

4.6.7 - Ganhos de escala e evolução tecnológica (redução dos custos)

É factível prever que existirão evoluções tecnológicas decorrentes das maturações na curva de aprendizagem da indústria. Do mesmo modo, deve-se também considerar ganhos de escala resultantes de grandes compras em nível nacional (e mundial). Nesse sentido, como a presente análise prevê aplicação em massa durante vários anos, considerou-se que os custos para a implantação de redes inteligentes reduzem ao longo do tempo.

Durante a pesquisa de preços verificados nos pilotos brasileiros, as próprias distribuidoras que conduzem os projetos alertaram para as economias de escala que incidiriam caso ocorressem maiores compras.

Uma forma de justificar esse tipo de redução de custos é relacionar as tecnologias empregadas no contexto de redes inteligentes com outros equipamentos eletrônicos ou com outros programas empregados no setor elétrico.

De acordo com dados publicados nos Estados Unidos pela agência *Bureau of Labor Statistics - BLS*⁴⁸, o custo de computadores e equipamentos de informática diminuiu em 88% entre 1991 e 2010 (BLS, 2012). Complementarmente, existem casos bem documentados que mostram que a aprendizagem e maturação no processo de fabricação implicaram em significativas quedas de custos de tecnologias relacionadas a programas de eficiência energética (Laitner & Sanstad, 2004).

Documento do *Electric Power Research Institute - EPRI* defende que a redução projetada para os custos dos equipamentos associados a redes inteligentes serão maiores do que em tecnologias convencionais. Com o amadurecimento das tecnologias e o aumento do volume de produção, “os custos de componentes de redes inteligentes estão diminuindo rapidamente” e “ainda têm potencial de queda” (EPRI, 2011). A Figura 4.5 foi retirada desse documento e apresenta uma projeção ilustrativa desse potencial.

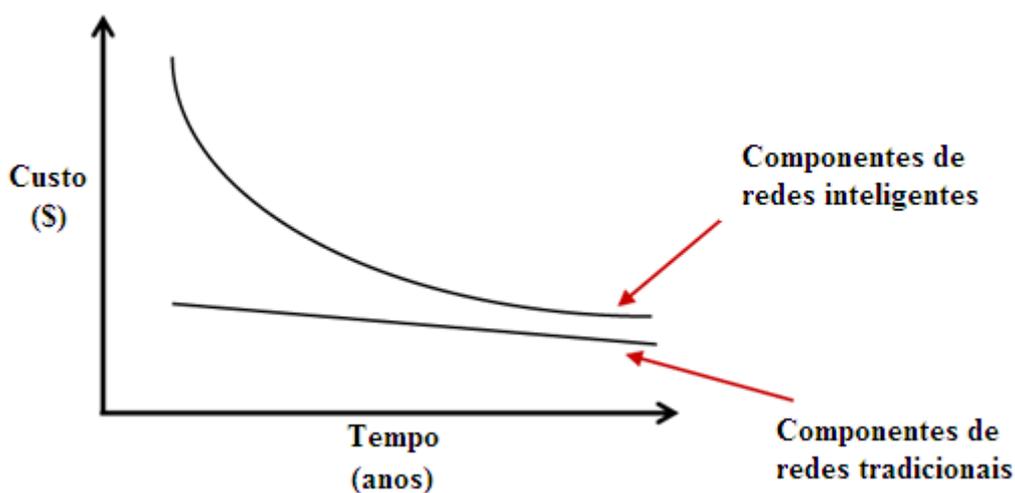


Figura 4.5 - Projeção ilustrativa de custos de equipamentos para o setor elétrico (modificado - EPRI, 2011).

⁴⁸ O *BLS* é vinculado ao Departamento do Trabalho dos Estados Unidos. Trata-se de uma agência federal independente de estatística, que se constitui no órgão responsável pela medição de dados do mercado de trabalho e das mudanças de preços na economia. Sua missão é coletar, analisar e disseminar informações econômicas para apoiar a tomada de decisão de agentes públicos e privados.

Ademais, conforme Tabela B.9 do Apêndice B, sete referências em análises de custo-benefício consideram declínios dos custos.

Diante dessas informações, **a presente AIR adota queda anual de custos de 1,50%, Adotou-se uma saturação na queda, de modo que o valor final do equipamento é de 70% do valor original.**

Para ilustrar esse efeito, as Figuras 4.6 e 4.7 mostram os preços do medidor inteligente e do IHD ao longo dos anos. Conforme será detalhado posteriormente, os custos de aquisição e O&M dos equipamentos de telecomunicações, de automação e de TI são calculados a partir do valor do medidor. Assim, a queda dos custos de aquisição de medidores se traduz também em reduções de gastos com outros equipamentos. Ou seja, as projeções de ganhos de escala e evolução tecnológica valem para todos os equipamentos.

Também é factível considerar uma queda dos custos de instalação dos diferentes equipamentos de redes inteligentes, devido à grande escala e à aprendizagem por parte dos funcionários das distribuidoras ou empreiteiros que realizam o programa de substituição. Com isso, o valor de instalação aplicado nesta AIR já considera uma redução decorrente desses fatores, conforme será mostrado posteriormente.

4.6.8 - Outros

Não foram consideradas na análise outras taxas, tais como: inflação, variação da tarifa de fornecimento e variação da receita de fornecimento. Essa postura se justifica pela simplificação e pela redução de incertezas envolvidas nas estimativas. Como esses itens possuem implicações tanto nos custos quanto nos benefícios, é de se esperar um efeito equilibrado com a não consideração.

4.7 - CUSTOS CONSIDERADOS NA AIR

Os custos considerados nesta AIR foram originalmente resumidos nas Tabelas 4.4, 4.5 e 4.6. Os itens a seguir mostram um detalhamento sobre esses parâmetros.

4.7.1 - Aquisição e instalação do medidor inteligente

O custo do medidor inteligente é um dos principais pontos desta análise. Primeiro, porque os gastos com compra e instalação desses equipamentos de medição constituem os maiores dispêndios para implantação de redes inteligentes. Segundo, porque o custo do medidor é a base para estimativa dos gastos com os demais componentes das redes inteligentes (os custos de aquisição, de instalação e de O&M de equipamentos e de sistemas de telecomunicações, de automação e de TI são calculados a partir do valor do medidor).

Diante desse panorama, uma postura conservadora é indicada para a estimativa do valor do medidor inteligente. É importante que essa estimativa considere um valor coerente com as diversas referências e informações coletadas. Para esse custo, uma análise de sensibilidade é realizada no Item 5.6.1.

Conforme já destacado, com exceção do estudo preliminar de AIR conduzido pela Aneel, todas as referências de ACB e os guias com diretrizes consideraram modelos avançados de medidores. Baseando-se nessa conjectura e com vistas a abraçar o amplo conceito de redes inteligentes, a presente análise considerou um medidor completo e as funcionalidades são aquelas apresentadas anteriormente no Item 2.3.1.

No Apêndice B, a Tabela B.10 apresenta valores de custos de medidores inteligentes. Muitas referências pesquisadas referem-se aos custos dos equipamentos a depender do tipo de telecomunicação utilizada. Em alguns casos foi considerado um custo base acrescido de um valor relacionado ao modem da tecnologia de comunicação associada. Em outros casos foi adotado um valor médio.

Para definição do valor nesta AIR, não são feitas distinções de preço vinculadas ao tipo de telecomunicação. Os medidores não foram separados em monofásicos, bifásicos ou trifásicos. Também não há diferenças se a unidade consumidora de baixa tensão é enquadrada como residencial, comercial ou industrial. Ou seja, **é considerado um valor médio único para o custo do medidor inteligente.**

Nesse contexto, considerando as informações das referências e após a realização de uma pesquisa de preços simplificada com alguns fabricantes brasileiros, **a presente análise adota custo unitário de aquisição do medidor inteligente de R\$ 355,00.**

Considerando a redução anual dos custos de 1,50%, decorrente de ganhos de escala e evolução tecnológica (conforme comentado anteriormente), a Figura 4.6 ilustra o preço dos medidores inteligentes ao longo dos anos da análise.

Na Figura 4.6, note que a saturação em 70% do valor original ocorre em 2034 (ano 21), quando o preço do medidor atinge R\$ 248,50. Buscando simplificação e adotando uma visão conservadora, foi adotada uma redução linear, diferente da projeção feita pelo EPRI e mostrada na Figura 4.5.

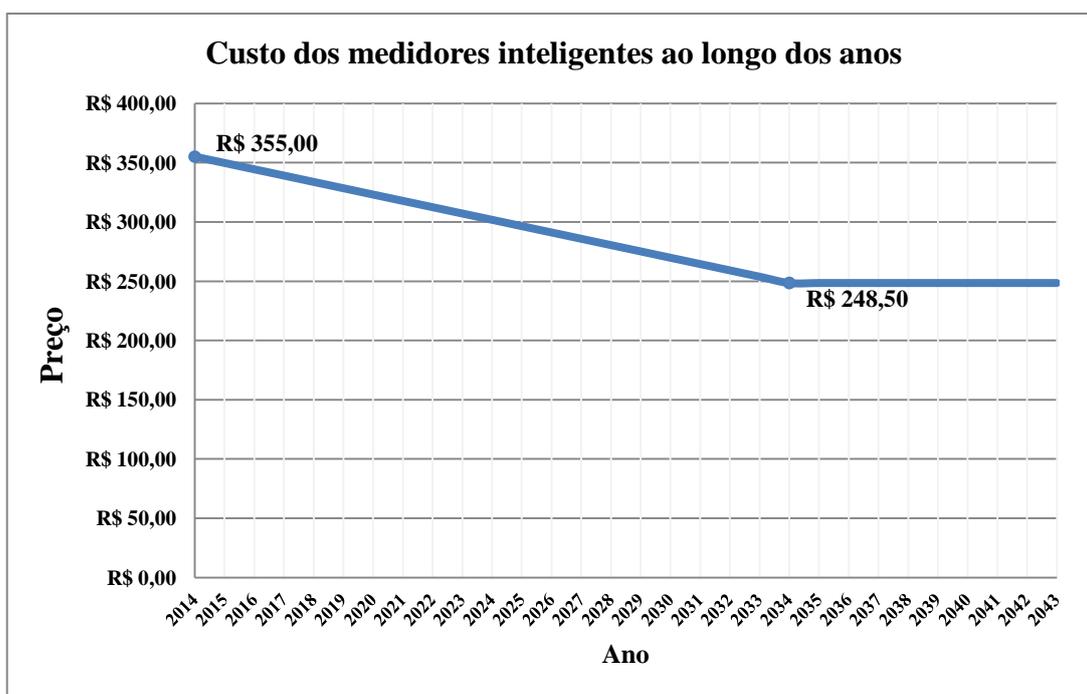


Figura 4.6 - Projeção do preço dos medidores inteligentes adotados nesta AIR.

Para o valor da **instalação** do medidor inteligente, a Tabela B.11 do Apêndice B apresenta diferentes referências. Os valores verificados em outros países são maiores, uma vez que o custo da mão de obra no mercado brasileiro é relativamente menor⁴⁹.

⁴⁹ Uma análise sobre custo da mão de obra e uma comparação internacional entre salários são mostradas na seção que trata dos benefícios com redução de custos operacionais.

Nesse contexto, foi considerada uma aproximação dos custos regulatórios adotados pela Aneel nas revisões tarifárias das distribuidoras. O valor aplicado nesta AIR considera a mão de obra, os componentes menores e os custos adicionais para instalação.

Assim, o valor de instalação do medidor adotado nesta AIR é um valor fixo de R\$ 20,00 por unidade consumidora.

O custo da instalação é somado ao custo de aquisição, de modo que o valor unitário do medidor instalado é de R\$ 375,00 no primeiro ano da análise⁵⁰.

4.7.2 - Aquisição e instalação do medidor básico

Ao se optar pela implantação de um medidor inteligente, deixa-se de se instalar um equipamento convencional. Assim, o valor do preço do medidor básico deve ser contabilizado como um benefício, uma vez que se resume a um custo evitado (trata-se de uma compra que seria realizada, mas não é efetivada, pois esse equipamento não é necessário).

Atualmente, as linhas de produção de medidores eletromecânicos já estão desabilitadas e esses antigos equipamentos não são mais fabricados. Assim, o medidor básico é também um equipamento eletrônico e possui a mesma vida útil de 13 anos.

No Apêndice B, a Tabela B.12 apresenta valores de custos de medidores básicos. Considerando as informações pesquisadas, **a presente análise adota custo unitário do medidor básico de R\$ 25,00.**

Nesse caso, avalia-se um custo evitado, pois não há compra de equipamentos. Consequentemente não há efeitos de escala. Ademais, considera-se que já existe saturação do modelo básico e não há espaço para redução de preço. Assim, não foi adotada a taxa de redução anual dos custos de 1,50%. Com isso o valor do medidor básico é constante.

⁵⁰ Lembra-se que aos valores de aquisição são aplicadas reduções em função de ganhos de escala e evolução tecnológica, enquanto o valor de instalação é constante ao longo do tempo de análise.

A forma como o benefício (custo evitado) é contabilizado é mostrado no Item 4.8.9.

Nos Cenários 1 a 6, não é considerada a instalação de medidores básicos e, por isso, há contabilização apenas de compras evitadas (benefícios). Por outro lado, os medidores básicos continuariam a ser instalados na situação onde não existe plano de redes inteligentes. Ou seja, na conjuntura “não fazer nada”, o custo do medidor básico deve ser considerado. Assim, no Cenário Zero, o valor de R\$ 25,00 é considerado para mensurar os gastos, conforme detalhado no Apêndice C.

4.7.3 - Aquisição e instalação de *In Home Display* – IHD

Conforme comentado, a instalação de IHD ocorre em cenários específicos. Para esses casos, esta AIR considerou tanto os gastos com o equipamento IHD, quanto os custos com a rede *Home Area Network* - HAN. Ademais, foi considerado um custo de instalação.

No Apêndice B, a Tabela B.13 apresenta valores de custos de IHD e rede HAN em seis referências internacionais. A partir dessas informações, encontra-se um valor médio de aproximadamente R\$ 112,00 por UC.

Nesse contexto, **a presente análise considera custo unitário de aquisição do IHD, incluindo a capacidade da rede HAN, de R\$ 125,00.**

Considerando a redução anual dos custos de 1,50%, decorrente de ganhos de escala e evolução tecnológica, a Figura 4.7 ilustra o preço desse componente ao longo dos anos da análise. Note que a saturação em 70% do valor original ocorre em 2034 (ano 21), quando o valor do IHD com HAN atinge R\$ 87,50.

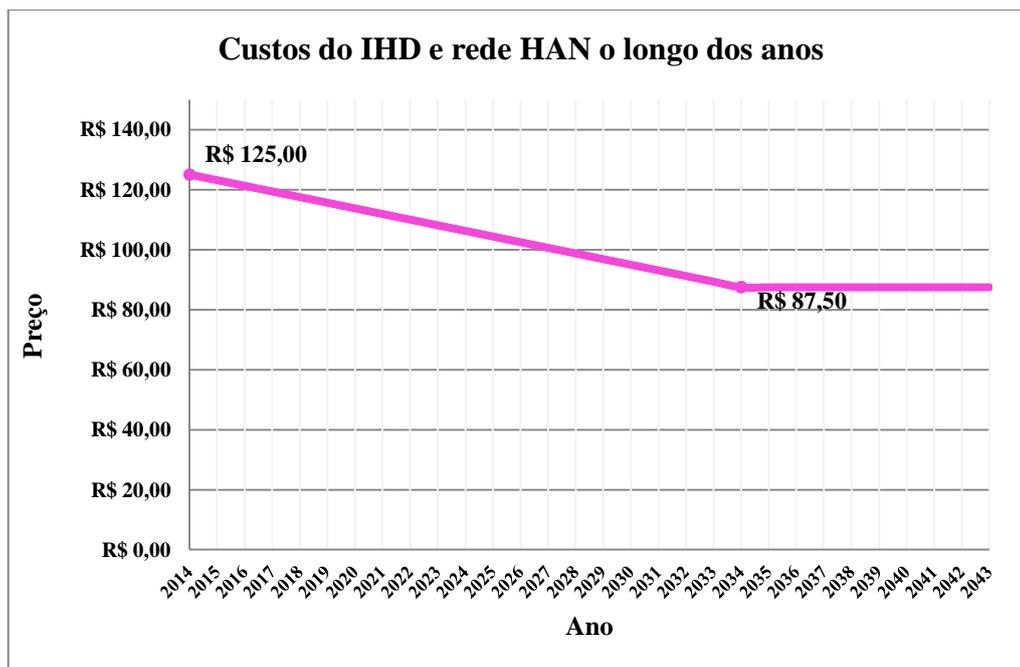


Figura 4.7 - Projeção dos preços de IHD e rede HAN adotados nesta AIR.

Para o valor da **instalação** do IHD e da rede HAN, a Tabela B.14 do Apêndice B apresenta algumas referências. Os valores verificados em outros países são maiores, uma vez que o custo da mão de obra no Brasil é menor. O valor aplicado nesta AIR foi o mesmo para a instalação dos medidores e considera a mão de obra, os componentes menores e os custos adicionais para instalação.

Assim, **o valor de instalação do IHD com HAN adotado nesta AIR é um valor fixo de R\$ 20,00 por unidade consumidora.**

4.7.4 - Aquisição e instalação de infraestrutura de telecomunicações

Os gastos associados aos equipamentos de telecomunicações devem cobrir a relação entre os equipamentos de redes inteligentes, incluindo medição, automação e sistemas de TI. Com isso, estão considerados gastos com infraestrutura para transmissão de dados das diferentes redes (NAN/ acesso, WAN/Backbone e RAN/Backhaul), incluindo comunicação das UCs até as subestações e até o centro de operação ou centro de medição da distribuidora. Diante disso, estão compreendidos os gastos com concentradores, antenas, coletores, repetidores e demais dispositivos de envio, propagação e recepção de dados.

A Tabela B.15 do Apêndice B apresenta gastos com infraestrutura de telecomunicações. Nessa Tabela, também está disponibilizado o custo da infraestrutura de telecomunicações como um percentual correspondente ao custo do medidor adotado em cada análise. Todavia, algumas ressalvas são necessárias: em alguns casos, as informações apresentam custos de aquisição (Capex) e de O&M (Opex) e, em outros casos, estão incluídas diversas despesas que não são exclusivamente telecomunicações (incluem TI).

Diante dessas informações, e considerando as ressalvas mencionadas, foi possível estimar um custo para infraestrutura de telecomunicações baseado em um percentual correspondente ao custo do medidor inteligente. Assim, **a presente AIR adota gastos com equipamentos de telecomunicações iguais a 40,0% dos gastos com medidores inteligentes. Com isso, é adotado custo de aquisição e instalação de equipamentos de telecomunicações de R\$ 142,00 por unidade consumidora.**

Considerando a redução anual dos custos de 1,50%, o valor de R\$ 142,00 (em 2014) decresce uniformemente até R\$ 99,40 (em 2034, quando o valor final satura em 70% do valor original), permanecendo constante até o fim do tempo de análise (analogamente às Figuras 4.6 e 4.7). Lembrando-se que se trata de um valor por unidade consumidora.

Nesta AIR, adotou-se um valor médio, sem discriminar se a estrutura de telecomunicações utiliza PLC, GPRS, *mesh*, ADSL ou outra tecnologia. A decisão pelo tipo de tecnologia é imputada à distribuidora diante das particularidades de cada área de concessão/permissão. Existe uma opção mais adequada a cada situação, dependendo, por exemplo, da disponibilidade de infraestrutura e de serviços de telecomunicação locais, da localização (rural ou urbana), da extensão da rede, da densidade de unidades consumidoras e da necessidade de comandos e ações específicas. Em alguns casos, dentro de uma mesma distribuidora, a tecnologia a ser adotada não será única.

4.7.5 - Aquisição e instalação de infraestrutura de automação

São considerados gastos com automatização de redes e de subestações, com aquisição e instalação de equipamentos de controle e manobra como, por exemplo, religadores automáticos em saídas de alimentadores, chaves automatizadas de operação sob carga,

sensores de estado e unidades remotas. Também estão incluídos gastos com dispositivos de automação denominados *Intelligent Electronic Devices – IEDs*⁵¹.

As referências da Copel (Copel, 2012; Omori, 2012) descrevem o programa de automação da distribuidora e apresentam os resultados já constatados, além de outras estimativas de benefícios. Entretanto, não apontam os gastos verificados. Complementarmente, entre as referências internacionais de ACB para implantação de redes inteligentes, os custos de automação não foram contabilizados ou não são citados nos documentos analisados.

Apenas os estudos realizados no âmbito do P&D Estratégico apresentam os valores gastos com automação, onde foram consideradas despesas com automatização de redes e de subestações, incluindo dispositivos IEDs (Abradee, 2011a; Abradee, 2011b).

No estudo do P&D Estratégico, todos os conjuntos de unidades consumidoras⁵² das distribuidoras do Brasil foram agrupados em trinta redes elétricas representativas (*clusters*). O objetivo desse agrupamento foi verificar as diferentes topologias e realidades das redes de distribuição no país. Para cada um dos *clusters*, foi definido um grau de implantação de redes inteligentes em função de características de mercado, extensão da rede, área de cobertura e densidade de unidades consumidoras. Foram definidas trajetórias de implantação de recursos de automação para cada rede, considerando também o padrão atual de qualidade do serviço em cada *cluster* (Abradee, 2011a; Abradee, 2011b). Ou seja, a análise considerou os indicadores de interrupções em cada *cluster* e estimou os diferentes níveis de investimentos de automação necessários para melhoria da qualidade.

Nesse contexto, considerando o valor total de investimentos em automação nos trinta *clusters* e considerando a quantidade de UCs nos três cenários da análise do projeto de

⁵¹ Os IEDs apresentam caráter multifuncional e possuem, além das funções de proteção, funções adicionais de medida, registro de eventos, controle e monitoração de qualidade. Caracterizam-se como uma evolução do relé de proteção e possuem potencialidades internas de alta velocidade (Paulino, 2007).

⁵² Conforme definido no Módulo 8 do Prodist, conjunto é caracterizado pelo agrupamento de unidades consumidoras, aprovado pela Aneel e pertencente a uma mesma área de concessão ou permissão. O conjunto de unidades consumidoras é definido por subestação de distribuição e a abrangência do conjunto são as redes de média tensão à jusante da subestação (o que inclui as redes de baixa tensão e as próprias unidades consumidoras) (Aneel, 2013c).

P&D Estratégico, chega-se a um valor médio unitário dos gastos em automação. Esse valor é de R\$ 17,15 por UC, que corresponde a aproximadamente 4,5% do valor do medidor adotado na análise do projeto de P&D (valor médio unitário do medidor inteligente instalado foi de R\$ 380,00) (Abradee, 2011a; Abradee, 2011b).

Assim, a presente AIR partiu do valor adotado no Projeto de P&D Estratégico e superestimou os gastos de automatização da rede. Portanto, **neste trabalho adota-se dispêndio com equipamentos de automação igual a 15,0% dos gastos com medidores inteligentes. Com isso, é considerado custo de aquisição e instalação de equipamentos de automação de R\$ 53,25 por unidade consumidora.**

Considerando a redução anual dos custos de 1,50%, o valor de R\$ 53,25 (em 2014) decresce uniformemente até R\$ 37,28 (em 2034, quando o valor final satura em 70% do valor original), permanecendo constante até o fim do tempo de análise (analogamente às Figuras 4.6 e 4.7). Lembrando-se que se trata de um valor por unidade consumidora.

Se comparados aos gastos do Projeto de P&D Estratégico, os gastos com automação adotados neste trabalho foram superestimados. O objetivo é potencializar os benefícios, em especial aqueles decorrentes da redução das interrupções. Essa postura conservadora, além de primar pela melhoria da qualidade do serviço, remete à importância da automação e permite que diferentes configurações e soluções sejam aplicadas, uma vez que os dispêndios já estão contabilizados e cobertos pela estimativa adotada nesta AIR.

4.7.6 - Aquisição e instalação de infraestrutura de tecnologia da informação

Nesta AIR, foram cobertas despesas de capital e de implantação de softwares e hardwares dos diversos sistemas e plataformas de gerenciamento e controle, tais como: gestão de bases comerciais, operacionais e de faturamento (contratos e solicitações com clientes, instalações, leituras, cobranças, cortes e religações, gestão de fraudes e de dívidas, inspeções, fiscalizações); planejamento de recursos empresariais; controle de materiais, compras e logística; e gestão de obras, finanças, contabilidade e manutenção. Complementarmente, são considerados gastos com processamento, bancos de dados e sistemas de gerenciamento de dados de medição (*Meter Data Management – MDM*). Dentro dos gastos também estão os portais na internet (*web sites*) e aplicativos e interfaces

para dispositivos móveis. Transcorrem todos esses sistemas as despesas com interoperabilidade, privacidade e segurança da informação.

A Tabela B.16 do Apêndice B apresenta gastos com infraestrutura de informática. Nessa Tabela, também está disponibilizado o custo como um percentual correspondente ao custo do medidor adotado em cada análise. Todavia, algumas ressalvas são necessárias: em alguns casos, as informações apresentam custos de aquisição e operação e, em outros casos, estão incluídas despesas que não são exclusivamente de TI.

Considerando essas informações e avaliando as ressalvas mencionadas, foi possível estimar um custo para infraestrutura de TI baseado em um percentual do custo de medição. Assim, **a presente AIR adota gastos com TI iguais a 15,0% dos gastos com medidores inteligentes⁵³. Com isso, é considerado custo de aquisição e instalação de equipamentos de TI de R\$ 53,25 por unidade consumidora.**

Considerando a redução anual dos custos de 1,50%, o valor de R\$ 53,25 (em 2014) decresce uniformemente até R\$ 37,28 (em 2034, quando o valor final satura em 70% do valor original), permanecendo constante até o fim do tempo de análise (analogamente às Figuras 4.6 e 4.7). Lembrando-se que se trata de um valor por unidade consumidora.

4.7.7 - Gastos de O&M para infraestrutura de telecomunicações

A Tabela B.17 do Apêndice B apresenta gastos com O&M para equipamentos de telecomunicações. Nessa Tabela, esses gastos estão ilustrados como um percentual correspondente ao custo da infraestrutura de telecomunicações (diferentemente dos outros casos, onde os custos são mostrados como um percentual do valor do medidor).

⁵³ Esta análise considera gastos relacionados a novos softwares e hardwares e a atualização dos existentes. Conforme já mencionado, a vida útil dos sistemas de TI é de 5 anos. Como esse período é menor do que a vida útil dos demais equipamentos, ocorre o efeito em que o valor presente dos gastos com TI é maior do que 15,0% do valor presente dos gastos com medição (ou seja, ocorrem gastos maiores com TI). Essa postura possibilita atualização mais rápida dos sistemas e equipamentos de informática e reflete a importância desses componentes no contexto de redes inteligentes. Essa consideração legitima as estimativas dos benefícios.

Com base nessas informações, **a presente AIR adota gastos anuais com O&M para infraestrutura de telecomunicações iguais a 2,5% do valor de aquisição e instalação dos equipamentos de telecomunicações. Com isso, é considerado custo anual inicial de O&M de R\$ 3,55 por unidade consumidora.**

Em função dos ganhos de escala e evolução tecnológica, esses custos sofrem redução ao longo dos anos, até o valor final atingir 70% do valor original.

4.7.8 - Subscrição dos serviços de telecomunicações (aluguel)

Especificamente para os serviços de telecomunicações, esta análise também considera gastos com subscrição, mesmo já incluindo gastos com aquisição, instalação e O&M. O termo subscrição se refere ao aluguel do serviço de telecomunicações ou ao pagamento pelo uso da rede de outras empresas que proveem esses serviços.

A Tabela B.18 do Apêndice B apresenta gastos com subscrição de telecomunicações, ilustrados como um percentual do custo de aquisição do medidor.

Com base nessas informações, **a presente AIR adota gastos anuais com subscrição dos serviços de telecomunicações iguais a 3,0% do valor de aquisição dos medidores. Com isso, é considerado custo anual inicial de R\$ 10,65 por unidade consumidora.**

Em função dos ganhos de escala e evolução tecnológica, esses custos sofrem redução ao longo dos anos, até o valor final atingir 70% do valor original.

4.7.9 - Gastos de O&M para infraestrutura de tecnologia da informação

A Tabela B.19 do Apêndice B apresenta gastos com O&M para infraestrutura de TI. Nessa tabela, esses gastos estão ilustrados como um percentual correspondente ao custo do medidor. Neste caso, os gastos com O&M são destinados a licenças, suporte e atualização de softwares, além de custos anuais de processamento e armazenamento de dados.

Conforme mencionado, a vida útil dos sistemas de TI é de 5 anos, valor menor quando comparado a outras referências e menor do que a vida útil dos outros equipamentos

incluídos nesta AIR. Com isso, há uma atualização mais rápida dos sistemas e equipamentos de informática, o que permitiria adotar custos de O&M mais conservadores.

Assim, esta AIR adota gastos anuais com O&M para infraestrutura de TI iguais a 1,5% do valor de aquisição dos medidores. Logo, para O&M da infraestrutura de TI é considerado custo anual inicial de R\$ 5,33 por unidade consumidora.

Em função dos ganhos de escala e evolução tecnológica, esses custos sofrem redução ao longo dos anos, até o valor final atingir 70% do valor original.

4.7.10 - Gastos de O&M para infraestrutura de automação

Conforme mencionado, o caso da Copel e as referências internacionais de ACB para implantação de redes não apontam os valores gastos com automação do sistema. Do mesmo modo, não há menção sobre gastos de O&M para essa infraestrutura. Até os documentos sobre o projeto de P&D Estratégico da Abradee, que consideram gastos de aquisição, não deixam explícitos se foram considerados despesas com O&M.

Assim, para valores com O&M de automação, foram adotados montantes iguais aos de O&M para TI e, com isso, **a presente AIR adota gastos anuais iguais a 1,5% do valor de aquisição dos medidores. Com isso, para O&M da infraestrutura de automação é considerado custo anual inicial de R\$ 5,33 por unidade consumidora.**

Em função dos ganhos de escala e evolução tecnológica, esses custos sofrem redução ao longo dos anos, até o valor final atingir 70% do valor original.

4.7.11 - Logística do programa

A implantação de redes inteligentes em todo o país se constitui em um programa de grandes dimensões e exigirá esforços significativos das distribuidoras. Portanto, é razoável (e aconselhável) que sejam considerados custos com logística de implantação. Parte dos gastos está intrinsecamente incluída nos valores de Capex e Opex discriminados nas seções anteriores, mas outras despesas devem ser listadas e contabilizadas.

Nesse sentido, esta AIR inclui gastos com a gestão e condução de atividades como formação e treinamento de pessoal; elaboração de projetos; aquisição, testes e pré-implantação dos diversos equipamentos e sistemas; e relacionamento com os agentes envolvidos (fabricantes, fornecedores, terceirizados e demais prestadores de serviços).

A Tabela B.20 do Apêndice B mostra valores considerados em outras análises. Além de custos com logística, estão ilustrados na Tabela outros custos relacionados a campanhas de comunicação e a custos administrativos. Esses outros custos são contabilizados nesta AIR em categorias separadas, conforme listado a seguir.

Assim, **para cobrir os gastos com a logística, são considerados custos de R\$ 12,50 por medidor instalado durante todo o tempo de análise.** Trata-se de um custo constante (não sofre variação ao longo dos anos). Para cenários com Grau Avançado de implantação, os gastos totais com logística, em valores correntes⁵⁴, são de aproximadamente R\$ 3,132 bilhões durante os 30 anos da análise.

4.7.12 - Campanhas de comunicação

A implantação de redes inteligentes impõe mudanças e inovações no serviço de distribuição de energia elétrica. Como parte dos benefícios considerados nesta AIR depende de novas ações e de mudanças de comportamento dos consumidores⁵⁵, a realização de campanhas de comunicação é essencial.

Nesse contexto, existe a necessidade de disseminar o conhecimento a respeito das inovações, das novas funcionalidades e dos benefícios decorrentes. São necessárias atividades de marketing e comunicação com vistas à educação, à conscientização e à sensibilização de toda a sociedade, em especial dos consumidores. Todo esse processo de divulgação também abrange outros agentes envolvidos no programa de redes inteligentes.

⁵⁴ Valores correntes são valores brutos e não consideram a incidência de taxa de desconto.

⁵⁵ Benefícios como redução da inadimplência, redução da emissão de fatura de papel e, principalmente, ganhos com eficiência energética dependem de ações dos consumidores.

Os valores contabilizados nesta AIR se destinam a cobrir gastos em dois grupos: distribuidoras e MME/Aneel. Esses custos são de divulgação e publicidade em televisão, rádio, jornais/revistas e internet. Para as distribuidoras, ainda estão incluídos gastos com divulgação postal e anúncio nas próprias faturas.

A Tabela B.20 do Apêndice B mostra valores de campanhas de comunicação pesquisados. Parte das informações ilustram dispêndios enfrentados pelas distribuidoras. Por outro lado, existe referência (MME, 2011) que mostra despesas de comunicação do governo com o Programa Luz para Todos, onde foram gastos R\$ 6 milhões para divulgação de 11 dias em televisão (horário nobre das principais emissoras), rádios (principais programas das maiores rádios), jornais (de maior circulação nas capitais brasileiras) e internet.

Com base nos valores para o Programa Luz para Todos, **são considerados nesta análise gastos anuais de R\$ 8 milhões por parte do MME e Aneel**. Esse valor é o mesmo para todos os cenários, é constante e se repete durante os 13 primeiros anos (primeiro ciclo de implantação), o que resulta em R\$ 104 milhões (valores correntes).

Considerando a amplitude do programa de redes inteligentes e a necessidade de atualização dos valores da referência do MME, poder-se-ia questionar se o valor de R\$ 8 milhões não foi subestimado. O fato é que a repetição anual durante 13 anos reforça a publicação e cobre todos os consumidores com divulgação repetitiva ⁵⁶, o que justifica o valor adotado. Conforme pontuado a seguir, também foram considerados os gastos das distribuidoras, o que amplia a comunicação.

Ajuda ainda a justificar a adoção desse valor o fato de que existem outras possibilidades de divulgação, mas os custos não são contabilizados, pois não são impactantes.

Segundo o MME, não existe legislação específica sobre veiculação gratuita de campanhas de utilidade pública, mas há um acordo do governo com veículos de televisão e rádio. Os órgãos e entidades devem enviar à Secretaria de Comunicação Social da Presidência da

⁵⁶ No caso considerado do Programa Luz para Todos, a divulgação ocorreu somente em um ano (2006).

República – Secom as ações de divulgação e de publicidade de utilidade pública⁵⁷ e solicitar veiculação gratuita em veículos de comunicação. A TV Brasil, por exemplo, cobra R\$ 2 mil para geração de filme e não há custos para a distribuição (MME, 2011).

Complementarmente, além dos gastos anuais de R\$ 8 milhões, **ainda é considerado nesta análise o custo de R\$ 1,00 por medidor instalado durante todo o tempo de análise**. O objetivo é **cobrir gastos das distribuidoras com campanhas de divulgação**. Trata-se de um valor que reflete o número de unidades abrangidas. É um custo constante (não sofre variação ao longo dos anos). Para os cenários com Grau Avançado, estes custos são de R\$ 250,6 milhões durante os 30 anos da análise (valores correntes).

Ressalta-se também que diferentes tipos de divulgação podem ser feitos em redes sociais e canais de compartilhamento de vídeos na internet. Essas ações possuem custo baixo e são cada vez mais utilizadas em publicidade. Outras ações, que inclusive já acontecem em grandes veículos de comunicação, são aquelas conduzidas por empresas privadas que fabricam equipamentos ou prestam serviços com novas tecnologias para o setor elétrico⁵⁸.

Por fim, conforme mostrado posteriormente, ainda é contabilizado nesta AIR um aumento dos gastos de teleatendimento para os anos do primeiro ciclo de implantação. Essa despesa é decorrente do aumento das chamadas com dúvidas e reclamações de consumidores.

4.7.13 - Custos administrativos

Também existem custos relacionados à elaboração e à implantação de políticas públicas, de resoluções e de demais normas técnicas relacionadas ao programa de implantação de

⁵⁷ Conforme Instrução Normativa Secom nº 2/2009, a publicidade de Utilidade Pública “*se destina a divulgar direitos, produtos e serviços colocados à disposição dos cidadãos, com o objetivo de informar, educar, orientar, mobilizar, prevenir ou alertar a população para adotar comportamentos que lhe tragam benefícios individuais ou coletivos e que melhorem a sua qualidade de vida*”.

⁵⁸ Empresas têm utilizado diferentes mídias e meios de comunicação para vinculação de propagandas relacionadas à eficiência energética, fontes alternativas, medidores inteligentes, automatização e infraestrutura de comunicações para o setor elétrico. Um dos exemplos é a campanha da IBM sobre redes inteligentes, vinculada em canais de televisão: http://www.youtube.com/watch?v=VA_Uk14dOyA (acesso em 8/5/2013).

redes inteligentes. A literatura sobre AIR (HM *Treasury*, 2003; *White House*, 2003) prevê esse impacto e estabelece que sejam considerados custos administrativos (custos organizacionais, jurídicos, gastos de pessoal para análise documental, etc.).

Nesse sentido, esta AIR inclui gastos no âmbito da legislação, regulação, normalização, certificação, fiscalização e gastos de eventuais seguros. O objetivo de incluir na análise essa categoria de custos é contemplar dispêndios do governo nas mais diferentes esferas e também incluir os gastos enfrentados pelos agentes alcançados pela legislação/regulação.

É fato que custos administrativos já estão cobertos pelas execuções orçamentárias dos órgãos do setor público e das próprias distribuidoras. De toda forma, considerar essas despesas é assumir que o programa de redes inteligentes contempla certa complexidade em sua elaboração. Parte das informações da Tabela B.20 do Apêndice B mostra valores no âmbito dos custos administrativos.

Assim, **independentemente do cenário, é considerado um custo inicial de aproximadamente R\$ 37,4 milhões em 2014 (o que equivale a um gasto de R\$ 0,50 por UC existente em 2014)**. Trata-se de um custo a ser enfrentado pelos órgãos do setor público.

Ademais, durante todos os anos do tempo de análise, é considerado um custo adicional de R\$ 0,50 por medidor instalado. Esse valor adicional representa aproximadamente R\$ 125,3 milhões (valores correntes para cenários com Grau Avançado de implantação). Trata-se de um custo a ser enfrentado pelas distribuidoras.

4.8 - BENEFÍCIOS CONSIDERADOS NA AIR

Os benefícios considerados nesta AIR foram originalmente resumidos na Tabela 4.7. Antes de apresentar os itens seguintes com um detalhamento sobre esses benefícios, mostra-se a Tabela 4.9 com dados de 2012 sobre consumo, receita e tarifa média de fornecimento por classe. Essas informações são utilizadas na contabilização de alguns dos benefícios apresentados a seguir.

Tabela 4.9 - Consumo, receita e tarifa média de fornecimento por classe (Grupo B) (Aneel, 2013e).

Grupo B - 2012 - Brasil				
Classe de Consumo	Consumo de Energia Elétrica (MWh)	Receita de Fornecimento de Energia Elétrica (R\$)	Número de Unidades Consumidoras	Tarifa Média de Fornecimento (R\$/MWh)
Residencial	118.999.645	R\$ 39.683.276.186,49	61.351.638	R\$ 333,47
Industrial	62.970.542	R\$ 16.518.414.753,74	572.616	R\$ 262,32
Comercial, Serviços e Outras	75.277.992	R\$ 23.321.157.649,48	5.253.204	R\$ 309,80
Rural	15.597.167	R\$ 3.435.322.375,61	4.150.881	R\$ 220,25
Poder Público	14.103.453	R\$ 4.746.019.211,99	540.447	R\$ 336,51
Iluminação Pública	13.028.688	R\$ 2.378.087.478,97	85.660	R\$ 182,53
Serviço Público (água, esgoto e saneamento)	11.672.891	R\$ 2.585.744.876,94	75.452	R\$ 221,52
Consumo Próprio	500.014	R\$ 161.937.519,97	9.122	R\$ 323,87
Rural Aquicultor	373.718	R\$ 71.771.466,09	81.232	R\$ 192,05
Rural Irrigante	4.990.509	R\$ 797.791.660,51	65.163	R\$ 159,86
Serviço Público (tração elétrica)	642.978	R\$ 163.609.955,85	755	R\$ 254,46
Total	318.157.597	93.863.133.135,64	72.186.170	324,08

4.8.1 - Eficiência Energética - EE

Em diversos locais do mundo, a aplicação de funcionalidades relativas à tarifação é um dos grandes motivadores para implantação de medidores inteligentes. O emprego de modalidades tarifárias específicas induz melhores hábitos e uso mais racional da energia elétrica, o que provoca redução da demanda de ponta e a redução de consumo total.

Os benefícios de eficiência energética são relacionados à postergação de investimentos em infraestrutura de distribuição e transmissão; à postergação de novas plantas de geração; à segurança energética; à proteção ambiental; à economia nas faturas dos consumidores; e à equidade social. Esses benefícios são comentados nos parágrafos a seguir.

A redução da ponta exige menores capacidades de sistemas de distribuição e de transmissão (menor dimensionamento), o que provoca a postergação de investimentos. Essa redução da ponta também influencia no segmento de geração, à medida que também

há postergação da construção de novas plantas. Ademais, a redução de consumo implica menor geração nas plantas existentes.

Com relação à segurança do sistema elétrico, a utilização de tarifas horárias reflete na qualidade do suprimento de energia elétrica, já que os consumidores são incentivados a reduzir a demanda nos momentos em que há maior carregamento. Nesse sentido, os resultados podem gerar redução de perdas técnicas e podem facilitar os procedimentos de controle da carga. Do ponto de vista da segurança energética, o uso racional ainda influencia na redução do consumo e da geração.

Também podem ser destacadas as questões relacionadas ao meio ambiente: com a diminuição da energia elétrica utilizada pelos consumidores, centrais geradoras são menos requisitadas, o que implica redução do impacto ambiental de novas usinas e ainda diminuição de emissões na produção de energia elétrica das usinas existentes.

A aplicação de tarifas diferenciadas é motivada pelo fato de que os consumidores responderão a preços diferenciados e alterarão os hábitos de consumo. Para que isso ocorra, as pessoas devem perceber benefícios imediatos decorrentes da alteração do consumo, o que se verifica na diminuição do valor financeiro desembolsado por esses consumidores (redução das faturas). Em longo prazo, a redução de investimentos em redes e em geração é refletida nos processos de revisão tarifária aplicadas pelo órgão regulador, o que, em última instância, gera modicidade tarifária que será percebida pelo consumidor.

Tarifas horárias são mais adequadas para consumidores sensíveis ao preço e, quanto maior a proporção da renda que um consumidor gasta em energia elétrica, mais ele irá reagir às tarifas e conduzir à redução da sua fatura. Trata-se de uma questão de equidade social: tarifação horária é uma sinalização econômica que induz à utilização racional do sistema elétrico e minimiza o subsídio cruzado existente entre consumidores, favorecendo aqueles com hábitos mais eficientes (alocação justa da responsabilidade).

Nesse contexto, esta AIR considera três grupos de benefícios relacionados à eficiência energética:

- Redução de demanda de ponta (kW), com postergação de investimentos em infraestrutura dos sistemas de distribuição (gastos evitados);
- Redução do consumo de energia elétrica (kWh), que implica em menor necessidade de geração de energia elétrica de plantas existentes e, em última instância, reduz a necessidade de geração a partir de plantas mais caras (e poluentes);
- Redução da necessidade de construção de novas plantas de geração (gastos evitados), como decorrência da redução de demanda de ponta.

Esses três conjuntos de benefícios são encontrados em análises conduzidas em outros países e estão em conformidade com as recomendações que a Comissão Europeia deu aos seus países membros (EC, 2012).

O alcance desses benefícios depende de dois fatores fundamentais: o tipo de tarifação ao qual o consumidor é submetido e a forma como a informação lhe é disponibilizada. Assim, antes de mostrar como os benefícios são contabilizados na AIR, a seguir são comentados alguns conceitos sobre esses dois fatores.

De um modo geral, as tarifas podem empregar duas variáveis de faturamento: energia elétrica consumida e a potência contratada. Ou seja, trata-se da definição de tarifa binômia, que é o conjunto constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa (kWh) e à demanda faturável (kW)⁵⁹. De toda forma, para consumidores em baixa tensão, é mais usual a utilização de uma tarifa monômia, com cobrança apenas de consumo de energia elétrica, como é o caso do modelo adotado no Brasil⁶⁰.

Para induzir eficiência no consumo, a utilização de sinais econômicos necessita de um esquema de tarifação que permita variar o custo médio unitário, uma vez que há heterogeneidade nos perfis e nas curvas de demanda de cada consumidor (Aneel, 2010c).

⁵⁹ Também é possível a aplicação de cobrança de reativos excedentes no consumo de energia (kvarh) e na demanda de potência (kvar).

⁶⁰ No Brasil, não há previsão de faturamento de demanda em consumidores do Grupo B, pois o Decreto nº 62.724/1968 determina que o faturamento para esse Grupo seja monômio (Brasil, 1968).

Com base em algumas referências (Aneel, 2010c; Ofgem, 2010; *The Brattle Group*, 2012b), são citados os principais modelos de tarifação existentes:

- ***Time of Use - TOU***: são as chamadas tarifas horossazonais ou tarifas variáveis no tempo. A variação da tarifa não é sobre a quantidade consumida, mas depende do horário em que ocorre o consumo. Essas tarifas podem ser classificadas entre estáticas e dinâmicas. As tarifas TOU estáticas são as usuais e os resultados dependem da alteração dos hábitos de consumo por parte dos usuários. Nas dinâmicas, ou *Dynamic Teleswitching*⁶¹, o controle da carga é realizado por sistemas automatizados, viabilizados por meio de redes inteligentes;
- ***Critical Peak Pricing - CPP***: modelo similar ao TOU, mas neste caso são aplicados valores de tarifa consideravelmente altos em situações de grandes demandas de ponta. Neste modelo são empregados sinais de preços de curto prazo para o estabelecimento de momentos críticos, quando as tarifas sofrerão um aumento até um nível pré-determinado. Critérios como duração e quantidade de eventos são pré-definidos, mas as datas dos eventos não são conhecidas com grande antecedência;
- ***Real time Pricing - RTP***: esse modelo reflete condições momentâneas (preços em tempo real), onde são definidos, a todo o momento, preços por unidade de capacidade ou de energia elétrica. As tarifas variam de acordo com uma dada referência, por exemplo, variações no mercado, sem uma base fixa de variação;
- ***Peak Time Rebates - PTR***: essa modalidade oferece descontos aos consumidores que reduzem o consumo nos momentos de pico. É geralmente empregada em dias específicos onde existe elevada demanda por energia elétrica (por exemplo, em alguns dias do verão onde o consumo por ar condicionado e refrigeração atinge níveis elevados). Os descontos são concedidos quando o consumo é menor do que um valor base predeterminado, geralmente especificado pelas médias históricas de consumo. Caso o consumo seja igual ou maior, o consumidor não é penalizado ou sobretaxado e continua a pagar o valor da tarifa normal⁶²;

⁶¹ Para maiores informações, vide documento do regulador inglês (Ofgem, 2010).

⁶² Um exemplo de aplicação da modalidade PTR ocorre na Califórnia (EUA), onde a distribuidora *SDG&E* realiza o programa *Reduce Your Use*. Mais informações estão disponíveis no site da empresa: <http://www.sdge.com/save-money/reduce-your-use/reduce-your-use-rewards> (acesso em 8/5/2013).

- **Variable-peak pricing - VPP:** Trata-se de um tipo híbrido entre os modelos TOU e RTP, onde as tarifas de pico variam. São definidos com antecedência tanto os valores das tarifas, quanto a duração dos postos tarifários. O valor estabelecido para o período de pico varia de acordo com as condições de mercado e de consumo⁶³;
- **Tarifas por blocos de consumo:** as tarifas são definidas por segmentos de consumo, de forma que o valor marginal varie de acordo com a faixa arbitrada. Com isso, é possível que o custo médio aumente conforme o incremento de consumo ou que diminua no caso de os preços serem decrescentes. No Brasil, cita-se como exemplo deste modelo a Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE⁶⁴;
- **Tarifas em duas partes:** neste modelo, o consumidor paga um valor inicial fixo para a primeira unidade (a fim de cobrir custos fixos). Posteriormente, paga um valor menor por unidade consumida (para cobrir os custos variáveis);
- **Tarifas Interruptíveis:** neste modelo, o consumidor aceita a interrupção no fornecimento de energia elétrica em quantidade de eventos e duração pré-estabelecidos, de forma a ser beneficiado com uma redução na fatura. Assim como para o CPP, o evento é conhecido com pouca antecedência.

No Brasil, tarifas horossazonais (*Time of Use* - TOU) são aplicadas desde a década de 80⁶⁵, com incidência em unidades consumidoras do Grupo A (média e alta tensão).

Desde novembro de 2011 com a publicação do Módulo 7 do Proret⁶⁶, há a previsão da aplicação de tarifas horárias para os consumidores do Grupo B (baixa tensão). A regra é

⁶³ Testes comparando a aplicação da modalidade VPP com a PTR foram realizados em Maryland (EUA) pela distribuidora *Baltimore Gas and Electric - BGE* (BGE, 2012).

⁶⁴ A TSEE é aplicada a consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda e é caracterizada por descontos sobre a tarifa da classe residencial. Conforme REN nº 414/2010, o desconto é maior para menores faixas de consumo e não incide desconto na parcela do consumo mensal superior a 220 kWh (Aneel, 2013a).

⁶⁵ A regulamentação de tarifas diferenciadas se iniciou no Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE com a Portaria nº 075/1982. Posteriormente, outros regulamentos do DNAEE foram editados, como as Portarias nº 165/1984, nº 126/1986 e nº 33/1988 (Aneel, 2013a).

⁶⁶ Módulo 7 - Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica (Aneel, 2013b).

baseada no modelo de tarifas TOU com aplicação de tarifa monômnia e é nomeada de Tarifa Branca. Segundo a regulamentação, são três os postos tarifários implantados:

- **Posto Tarifário Ponta:** período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora;
- **Posto Tarifário Intermediário:** período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta;
- **Posto Tarifário Fora de ponta:** período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.

A Figura 4.8 apresenta uma projeção ilustrativa da Tarifa Branca: durante os dias úteis, um valor mais barato será empregado na maioria das horas do dia (período fora de ponta); outro mais caro, geralmente no início da noite (horário de ponta); e o terceiro valor será entre esses dois horários (intermediário). Nos fins de semana e feriados, a tarifa fora de ponta será empregada para todas as horas do dia.

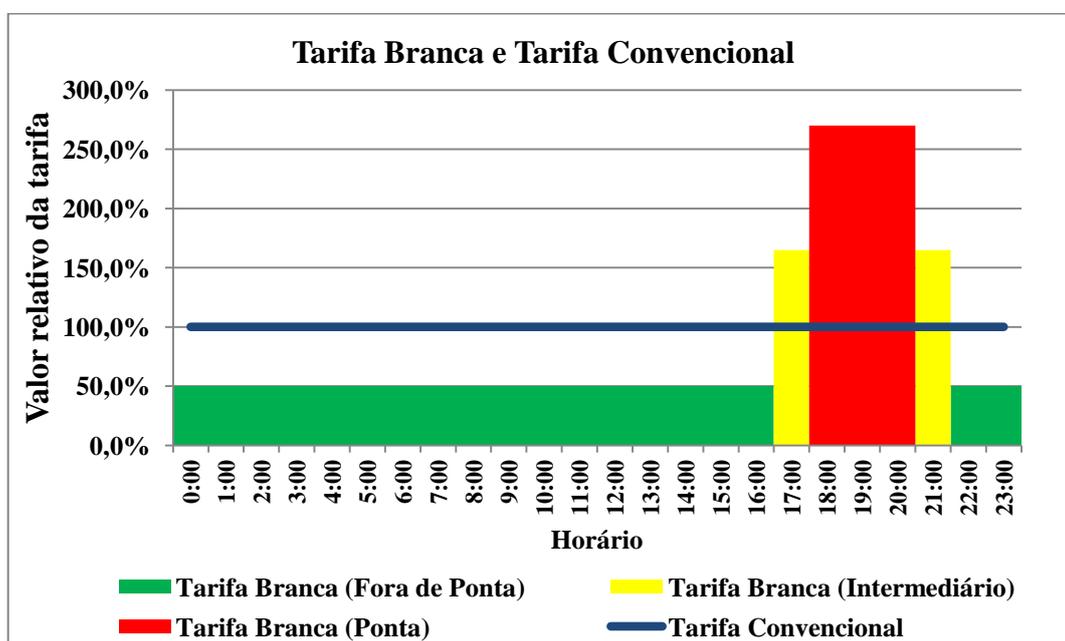


Figura 4.8 - Projeção ilustrativa da Tarifa Branca e comparação com a Tarifa Convencional.

Pela regulamentação, a aplicação da Tarifa Branca não é compulsória e, caso o consumidor não pretenda se enquadrar nesta modalidade, a tarifa convencional permanece disponível.

Ressalta-se que, na presente AIR, considera-se a aplicação compulsória da Tarifa Branca para todos os consumidores abrangidos pela implantação de medidores inteligentes.

Conforme comentado, além do tipo de tarifação ao qual o consumidor é submetido, a resposta do consumidor depende do modo e do tipo de informação que lhe é passada.

A disponibilização de mais informações aos consumidores é vista como uma das vantagens das redes inteligentes. Garantir acesso a dados claros e precisos é possibilitar a realização do planejamento dos hábitos e dos gastos com consumo de energia elétrica. Acesso à informação é um direito essencial e favorece a visibilidade sobre o serviço, promove comportamentos mais eficientes e sustenta a tomada de decisão do consumidor.

Durante a pesquisa das experiências no Brasil e no exterior, muitas referências baseiam os benefícios e os resultados no modo como a informação é disponibilizada ao consumidor. Sobre esse tema, dois conceitos são utilizados de forma recorrente:

- **Feedback indireto:** a informação é prestada depois que o consumo ocorre. O consumidor acompanha dados históricos de consumo (frequência mensal, semanal ou até mesmo diária). Estão incluídos neste conceito as tradicionais faturas de papel, *web sites* e TV interativa;
- **Feedback direto:** a informação é prestada “durante o consumo”, ou seja, em tempo real. Esse conceito está vinculado à existência de dispositivo de interface que disponibilize informações de modo rápido e fácil e que possibilite pronta ação do consumidor. Estão incluídos nesse conceito o IHD, os dispositivos (*smart phones*, *tabletes*) móveis com aplicativos com emissão de avisos instantâneos (mensagem SMS, por exemplo); e as tomadas inteligentes associadas a Controladores Domésticos de Automação - CDAs.

Baseado no princípio de que “*um sistema de redes elétricas inteligentes que não atenda ao cliente final não pode ser considerado verdadeiramente eficiente*”, a Light desenvolveu um modelo de *personas* a fim de conhecer e compreender os consumidores. Assim, para

atingir os objetivos de eficiência energética⁶⁷, a distribuidora se utilizou desse modelo para desenvolver os melhores mecanismos para cada tipo de usuário, buscando uma comunicação clara e efetiva (Light, 2012).

A Figura 4.9 mostra reduções de consumo de energia elétrica em unidades residenciais em decorrência de implantação de cinco categorias diferentes de *feedback*. São conclusões de 36 pilotos realizados entre 1995 e 2010 em diferentes países: os resultados mostram reduções entre 3,8% a 12,0% (ACEEE, 2010).

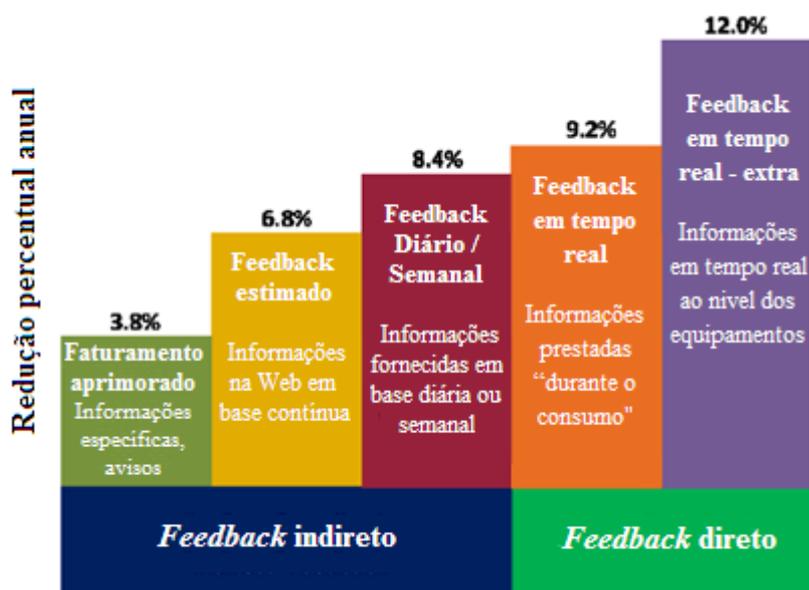


Figura 4.9 - Reduções médias de consumo residencial em 36 pilotos dependendo do tipo de *Feedback* (modificado - ACEEE, 2010).

Já a Figura 4.10 ilustra reduções de demanda de ponta em 134 pilotos onde os consumidores foram submetidos a diferentes tipos de tarifação e com aplicação de mecanismos com tecnologias de *feedback* e(ou) automação doméstica. Note que as reduções variam a depender do tipo de tarifação aplicado e são maiores quando há aplicação de mecanismos com tecnologia (*The Brattle Group*, 2012a).

⁶⁷ Além de eficiência energética, o modelo de *personas* da Light facilita o alcance de outros objetivos da distribuidora, tais como satisfação do consumidor e redução de fraudes e de inadimplência. Além desse modelo, mais informações e ilustrações sobre mecanismos utilizados para feedback indireto e direto estão disponíveis na referência que registra as iniciativas de redes inteligentes da Light (Light, 2012).

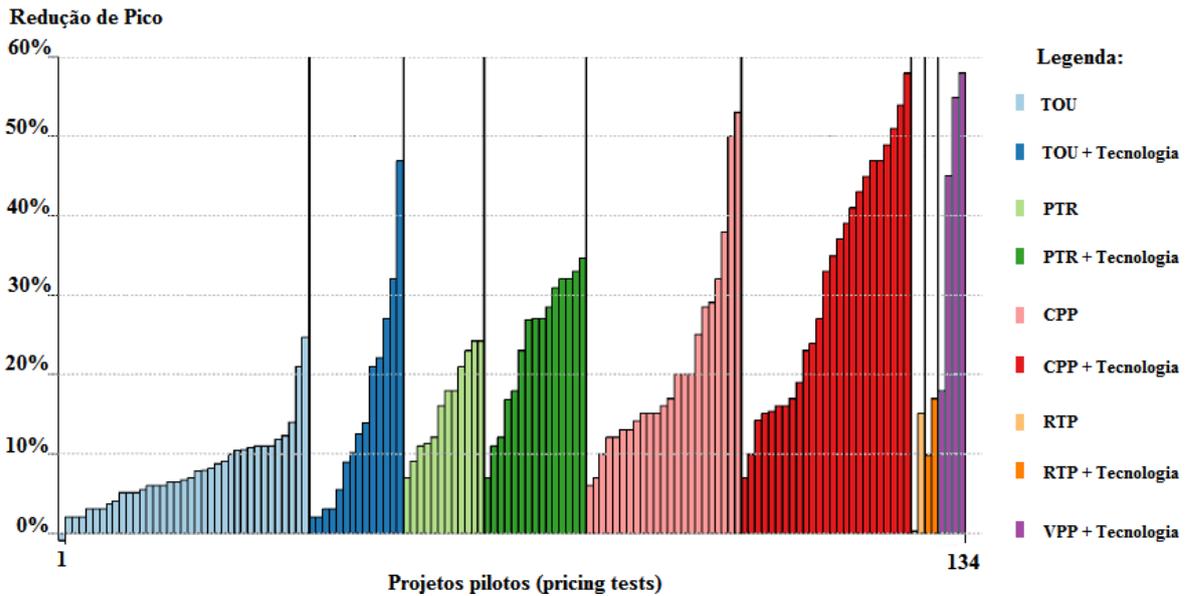


Figura 4.10 - Reduções de demanda de ponta em 134 pilotos dependendo do tipo de tarifação e do tipo de mecanismo de tecnologia de feedback e(ou) automação doméstica (modificado - *The Brattle Group*, 2012a).

A intensidade do sinal de preço influencia a resposta do consumidor. A partir da experiência dos pilotos mostrados na Figura 4.10 e considerando outras análises e informações, a aplicação da Tarifa Branca no Brasil pode atingir reduções de ponta de mais de 10%. Essa conclusão está ilustrada na Figura 4.11 e é de autoria do mesmo grupo internacional de consultoria (*The Brattle Group*, 2012a).

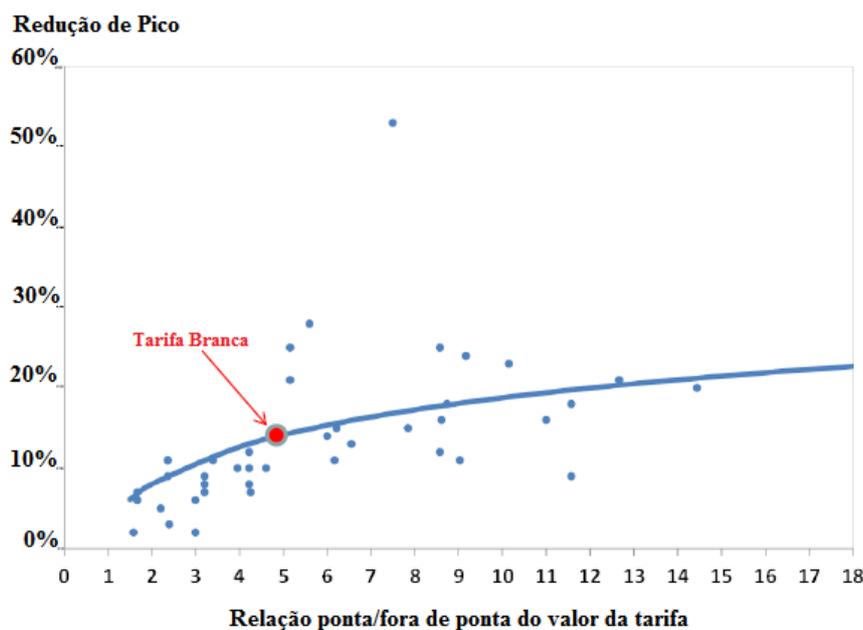


Figura 4.11 - Reduções de demanda de ponta a depender da relação ponta/fora ponta do valor da tarifa, sem aplicação de mecanismos de feedback e automação doméstica (43 pilotos) (modificado - *The Brattle Group*, 2012a).

Conforme ilustrado na Figura 4.12, caso sejam aplicados mecanismos com tecnologias de *feedback* e automação doméstica, o grupo internacional de consultoria afirma que o percentual de redução de ponta com a Tarifa Branca poderia ser ainda maior. Nessa Figura, as reduções de ponta são mostrados para duas categorias: com aplicação de mecanismos com tecnologias de *feedback* e automação doméstica (curva vermelha, 33 pilotos) e sem aplicação de tecnologias (curva azul, 43 pilotos) (*The Brattle Group*, 2012a).

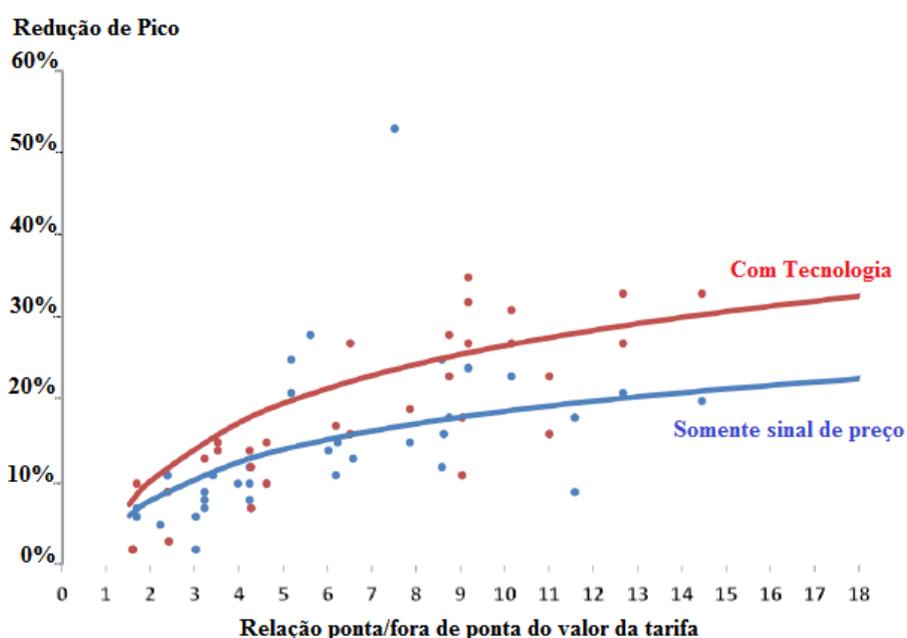


Figura 4.12 - Reduções de demanda ponta a depender da relação ponta/fora de ponta do valor da tarifa, com e sem aplicação de mecanismos de *feedback* e automação doméstica (modificado - *The Brattle Group*, 2012a).

Feitos os comentários sobre os modelos de tarifação e as maneiras de disponibilização de informação ao consumidor, faz-se necessário o detalhamento de como os benefícios são considerados nesta AIR. Conforme destacado, são três os conjuntos de benefícios: redução de demanda, redução do consumo e redução da necessidade de novas plantas de geração.

4.8.1.1 - Redução de demanda de ponta

Com relação à redução de demanda de ponta (kW), além das informações apresentadas nas Figuras 4.10, 4.11 e 4.12, vários subsídios e experiências estão retratados na Tabela B.22 e do Apêndice B. Nessa Tabela, note que existem quatro referências do Brasil que relatam

resultados de redução de ponta em projetos pilotos conduzidos pelas distribuidoras Bandeirante, Cemig, Copel e CPFL Paulista.

Os valores de reduções de demanda mostrados pelas referências são de diversas magnitudes, o que pode ser justificado pelo fato de que os resultados foram obtidos a partir de aplicação em diferentes tipos de consumidores e em distintas condições, tais como, tipo de tarifa, tipo de *feedback*, formato do faturamento, perfil de consumo e outros fatores específicos (clima, poder aquisitivo dos consumidores e impacto da fatura de energia elétrica no orçamento familiar).

A partir dessas informações, **o presente trabalho considerou que a implantação de redes inteligentes implica em redução de demanda de ponta de 2,5% para os cenários sem IHD. Para os cenários com IHD, adota-se redução de 5,0%.**

Como resultado, espera-se um alívio no nível de carregamento das instalações de distribuição (redes, transformadores, subestações etc.). Como as instalações são construídas para atender à ponta, o alívio significa postergar a necessidade de investimentos. Assim, os benefícios são calculados considerando o custo evitado da expansão do sistema de distribuição.

Segundo dados enviados à Aneel por 55 das 63 distribuidoras, conforme Plano de Desenvolvimento da Distribuição - PDD, em 2011 foram gastos R\$ 8.197.469.857,63 em obras de expansão, melhoria e renovação, incluindo obras com participação de terceiros (Aneel, 2012d).

De acordo com dados históricos, o crescimento da demanda é de aproximadamente 5% ao ano. Desta forma, **nos cenários sem IHD, uma redução da demanda de ponta do sistema de 2,5% implicaria em uma economia de metade dos referidos investimentos** (considerando-se os cenários com 100% de implantação). Assim, parte do aumento da carga em um ano seria atendida apenas com o alívio na demanda de ponta devido ao uso mais racional do sistema, obtido com o auxílio das tarifas horárias. **Nos cenários com**

IHD, a redução da demanda de ponta de 5,0% implicaria em uma economia de todos os referidos investimentos (considerando-se os cenários com 100% de implantação)⁶⁸.

Esse benefício foi dividido proporcionalmente à quantidade de medidores instalados **no ano** ao longo do primeiro ciclo de implantação (13 primeiros anos da análise). Assim, o benefício não foi considerado no segundo e terceiro ciclos de implantação. Essa contabilização é diferente daquelas consideradas para as outras categorias de benefícios, uma vez que se trata de postergação de investimentos.

Por fim, ressalta-se que, conforme Tabela B.23 do Apêndice B, parte das referências considerou benefícios da redução de demanda tanto no segmento de distribuição, quanto no de transmissão. As recomendações que a Comissão Europeia deu aos seus países membros incluem ganhos com postergação de investimentos nos dois segmentos (EC, 2012). O próprio relatório do Grupo de Trabalho sobre Redes Inteligentes conduzido no âmbito do Poder Executivo considera que uma redução de ponta de 5% se refletiria no sistema de transmissão e, assim, seriam postergados em aproximadamente 2,05 bilhões de reais em investimentos em transmissão (MME, 2011). Entretanto, nesta AIR optou-se uma postura conservadora e, com isso, não foram considerados benefícios na transmissão.

4.8.1.2 - Redução do consumo de energia elétrica

Considerando que usinas são despachadas em ordem crescente de custo marginal de curto prazo, a redução de consumo e a redução de ponta implicam que energia elétrica pode ser gerada a um custo médio menor. Assim, se a carga é transferida para períodos fora de ponta ou o consumo total é reduzido, economias com o custo marginal de curto prazo serão realizadas, uma vez que montantes de energia podem ser gerados a um custo menor, minimizando custos de produção e equilibrando geração e demanda de uma forma mais rentável (Faruqui & Sergici, 2009; Ofgem, 2010; Esmig, 2011; DECC, 2012).

Os efeitos decorrentes de eficiência energética também implicam em menor necessidade de construção de novas centrais geradoras: trata-se de utilização da capacidade existente de forma mais eficiente, reduzindo a necessidade de investir em capacidade futura. Existem

⁶⁸ Para cenários com grau de implantação menor, os benefícios são proporcionais.

recomendações para considerar simultaneamente os benefícios decorrentes dos dois efeitos (EC, 2012). Esse procedimento foi aplicado, por exemplo, no Reino Unido (DECC, 2012).

Nesse sentido, parte dos ganhos é considerada na categoria “redução do consumo de energia elétrica” e outra parte é refletida no item seguinte (categoria “redução da necessidade de novas plantas de geração”).

Com relação às reduções no consumo de energia elétrica, diferentes experiências mostram resultados factíveis frente à implantação de programas baseados em tarifação e em disponibilização de informações ao consumidor. Além dos dados apresentados anteriormente na Figura 4.9, várias informações e experiências estão retratadas na Tabela B.24 do Apêndice B.

Nesse contexto, **o presente trabalho considera redução de consumo de energia elétrica (kWh) de 2,5% para os cenários sem IHD. Para os cenários com IHD, adota-se redução de 5,0%.**

Considerando que a redução de consumo se reflete em economia de compra de energia elétrica pelas distribuidoras, esse benefício será valorado ao preço médio de compra praticado nos últimos anos. Esse valor pode ser adotado como o Custo Marginal de Operação - CMO. Resoluções do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE⁶⁹ determinam que o CMO deva ser igual ao Custo Marginal de Expansão - CME. Nesse âmbito considerou-se o CME⁷⁰ de R\$ 102,00/MWh adotado no PDE 2021 (EPE, 2013).

Assim, **o presente trabalho valorou a parcela de consumo eliminado a R\$ 102,00/MWh.** Trata-se de um valor oficial, utilizado pela EPE e pelo MME para o planejamento setorial.

⁶⁹ Resolução CNPE nº 1/2004; e Resolução CNPE nº 9/2008 (EPE, 2013).

⁷⁰ Segundo o procedimento adotado pela EPE, o CME resulta dos preços das negociações realizadas nos leilões de energia nova, de reserva e de fontes alternativas ao longo dos últimos cinco anos, corrigidos monetariamente e ponderados conforme a demanda contratada. A EPE considera ainda preços de referência por tipo de fonte energética e a expansão da oferta de energia elétrica no país (EPE, 2013).

Esses benefícios são considerados ao longo de todo o tempo de análise, de forma proporcional ao percentual de medidores instalados. Por exemplo, no Grau de implantação Avançado, a redução percentual no consumo cresce na medida em que os medidores são instalados: serão considerados 2,5% de redução⁷¹ apenas a partir do ano 13, quando 100% dos medidores já estarão substituídos. Nos anos anteriores será considerado um percentual menor, proporcional ao número de medidores inteligentes instalados. Para o Grau Avançado, por exemplo, após o primeiro ciclo de implantação, os benefícios anuais são sempre valorados com 2,5% de redução⁷², já que 100% dos medidores já serão inteligentes.

4.8.1.3 - Redução da necessidade de novas plantas de geração

O benefício de redução da necessidade de construção de novas centrais geradoras é uma consequência da redução de demanda de ponta. Com isso, **o presente trabalho considera os mesmos percentuais descritos anteriormente: redução de 2,5% da necessidade de novas plantas de geração para os cenários sem IHD e redução de 5,0% para os cenários com IHD.**

Para transformar essas reduções em benefícios quantificáveis monetariamente, são necessárias duas informações: um valor monetário por unidade de potência instalada para centrais geradoras (valor em R\$/kW ou R\$/MW) e o valor de demanda de ponta do Sistema Interligado Nacional - SIN (kW ou MW).

Segundo o relatório do Grupo de Trabalho sobre Redes Inteligentes conduzido no âmbito do Poder Executivo, uma redução de ponta de 5% representaria a postergação de investimentos de 0,6 a 27,9 bilhões de reais, dependendo da fonte de geração considerada (MME, 2011). Os valores dependem do tipo de geração, pois cada tecnologia possui um valor monetário por unidade de potência instalada, conforme mostra a Tabela 4.10.

⁷¹ Para os cenários sem IHD, a redução considerada é de 2,5%. Com IHD, a redução é de 5%.

⁷² Idem à nota anterior.

Tabela 4.10 - Investimentos (R\$/kW) necessários para novas plantas de geração (MME, 2011).

Tecnologia	Investimento (R\$/kW instalado)
Gás Natural	R\$ 1.647,00
Hidro (Belo Monte)	R\$ 1.700,00
Biomassa	R\$ 2.745,00
Eólica	R\$ 4.500,00
Pequena Central Hidrelétrica - PCH	R\$ 6.000,00
Solar	R\$ 18.300,00
Nuclear	R\$ 64.000,00

Para valorar os benefícios, uma opção seria considerar um valor médio, ponderado pela potência instalada de cada tipo de fonte. Contudo, **um artifício mais simples e conservador é seguido nesta AIR: é adotado valor correspondente aos investimentos em usinas hidroelétricas (R\$ 1.700,00 R\$/kW instalado).**

Já o valor de demanda de ponta do SIN pode ser obtido a partir do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Assim, **nesta AIR, adota-se a demanda máxima instantânea verificada no SIN, que ocorreu em fevereiro de 2013: 78.032 MW** (ONS, 2013).

A Tabela B.25 do Apêndice B apresenta algumas informações sobre o tema.

Por se tratar de postergação de investimentos, os benefícios só são contabilizados no primeiro ciclo de implantação (do mesmo modo como na postergação de investimentos nos sistemas de distribuição). Com isso, os ganhos são divididos ao longo dos anos, proporcionalmente ao número de medidores instalados nos 13 primeiros anos da AIR.

4.8.2 - Melhoria da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica

Com a implantação de redes inteligentes, vislumbram-se benefícios significativos provenientes da melhoria da qualidade do serviço prestado pela distribuidora. Ou seja, há previsão de melhoria da continuidade, com redução das interrupções no fornecimento.

Mesmo não contemplando gastos com implantação de equipamentos de automação, muitas das análises custo-benefício pesquisadas consideram vantagens monetárias, decorrentes apenas da implantação de medidores eletrônicos e sistemas de telecomunicações e TI.

Conforme já destacado, a presente AIR considera gastos também com automação, o que permite estimativas mais otimistas de benefícios.

Assim, a partir de medidores inteligentes e sistemas de telecomunicações, é possível maior acesso a informações das unidades consumidoras e da rede, o que implica em melhoria na apuração dos indicadores; em detecção mais rápida das falhas; em maior precisão na localização do defeito; e em despacho mais eficiente de equipes. Complementarmente, a implantação de dispositivos de automação também traz ganhos de remanejamento de cargas e reconfiguração de circuitos de forma automática.

No Brasil, o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – Prodist regulamenta as disposições sobre qualidade da energia elétrica, incluindo as regras e a definição dos indicadores de qualidade do serviço. A regulamentação estabelece os indicadores médios de continuidade DEC e FEC e os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI⁷³. Estabelece ainda os procedimentos para compensação financeira aos consumidores que tiveram violação dos indicadores individuais (Aneel, 2013c).

Pode-se concluir que há uma margem para melhoria da qualidade do serviço no Brasil, o que reflete em benefícios que são considerados nesta AIR. Essa conclusão se baseia em três pontos principais: (i) já existiram valores históricos apurados menores do que os valores atuais; (ii) dentro do país, e em alguns casos dentro de uma mesma área de concessão, há diferenças de qualidade do serviço; e (iii) os indicadores de outros países refletem melhores índices de qualidade.

A Figura 4.13 exibe os indicadores médios de continuidade no Brasil entre 2000 e 2012 (estão incluídas interrupções programadas e não programadas).

⁷³ DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;

FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;

DIC: Duração de Interrupções por Unidade Consumidora;

FIC: Frequência de Interrupções por Unidade Consumidora;

DMIC: Duração Máxima das Interrupções por Unidade Consumidora; e

DICRI: Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por Unidade Consumidora.

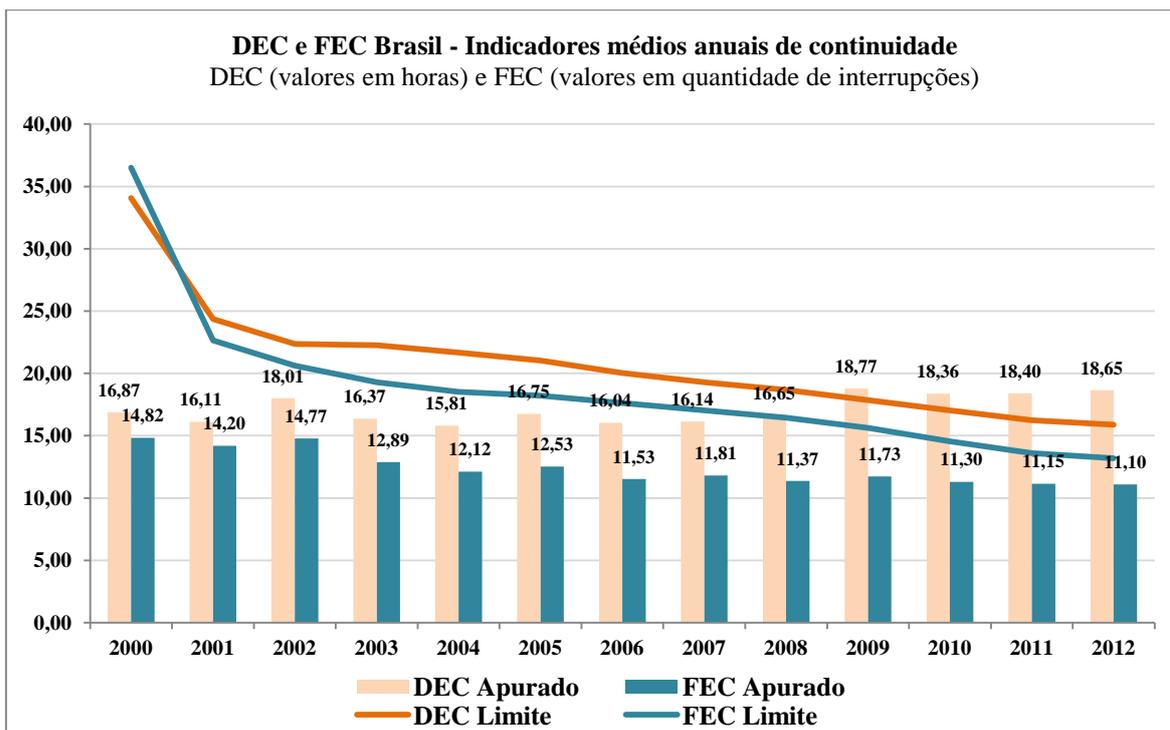


Figura 4.13 - Histórico dos indicadores de continuidade DEC e FEC no Brasil (Aneel, 2013f).

A Figura 4.14 exibe os valores de indicadores de continuidade em países europeus (CEER, 2012). Note que os valores estão em minutos, o que destaca ainda mais as diferenças frente ao Brasil. São ilustradas apenas interrupções não programadas, excluindo-se eventos excepcionais. O nível de tensão⁷⁴ refere-se à localização dos incidentes que deram origem à interrupção.

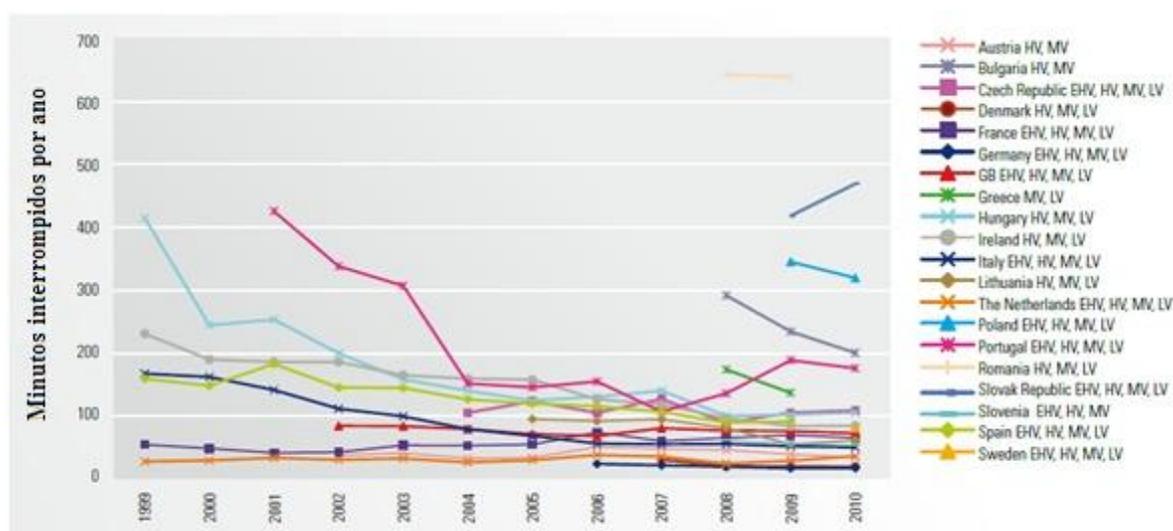


Figura 4.14 - Duração das interrupções (minutos por ano) em países da Europa (modificado - CEER, 2012).

⁷⁴ EHV (*extra high voltage*): extra alta tensão; HV (*high voltage*): alta tensão; MV (*medium voltage*): média tensão; e LV (*low voltage*): baixa tensão.

Nesse contexto, este trabalho considera três grupos de benefícios com a melhoria da qualidade:

- Redução da **Energia Não Distribuída - END**, com consequência de redução dos prejuízos impostos aos consumidores, às distribuidoras e à sociedade em geral;
- Redução de **compensações** por violação dos limites dos indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI); e
- Recuperação de **receita**, como consequência da cobrança que não seria realizada caso ocorresse uma interrupção.

A consideração desses três grupos também foi feita em outras análises de custo-benefício e está em linha com as recomendações para análise de redes inteligentes que a Comissão Europeia deu aos seus países membros (EC, 2012).

Ressalta-se que, mesmo com baixos índices de interrupção, referências internacionais como Holanda, Reino Unido, Portugal e Austrália consideram melhorias na qualidade a partir da implantação de medidores eletrônicos e sistemas de telecomunicações e TI (nessas referências não há previsão de gastos para equipamentos de automação).

Na Holanda, por exemplo, o valor anual da duração equivalente de interrupção por unidade consumidora é de 28,1 minutos (SenterNovem, 2005), enquanto no Brasil a duração equivalente em 2012 foi cerca de 40 vezes maior: 18,65 horas (ou 1.119 minutos).

A Tabela B.26 do Apêndice B apresenta estimativas e resultados de melhoria da qualidade. Nessa Tabela, entre as referências sobre ACB, apenas a aquela conduzida no projeto de P&D Estratégico da Abradee apresenta gastos com automação. No caso da Copel e da Itália, os ganhos são expressivos e não se tratam de estimativas, uma vez que a redução dos indicadores de continuidade é resultado de projetos permanentes de redes inteligentes implantados com automação da rede.

Assim, **este trabalho estima redução de 40,0% na duração das interrupções (redução de 40,0% do indicador DEC Brasil⁷⁵)**. O valor aqui adotado é maior do que as ACB internacionais estudadas, mas considera que há grande margem para melhoria da qualidade e se baseia nas Figuras 4.13 e 4.14. Cabe ressaltar que a presente AIR considera gastos com automação, o que potencializa a melhoria da qualidade e permite estimativas mais positivas. Complementarmente, o valor adotado é inferior aos resultados práticos verificados na Copel e na Itália, conforme pode ser observado na Tabela B.26.

Uma redução de 40% na duração das interrupções implica que, após 13 anos (ciclo de implantação adotado nesta AIR), o DEC Brasil seria reduzido de 18,65 horas para 11,19 horas. Essa redução equivale a 7,46 horas. Esses valores se aplicam aos cenários com grau de implantação avançado (100%) e são proporcionais para os demais cenários.

Para os três grupos de benefícios considerados no âmbito da melhoria da qualidade do serviço, os ganhos são considerados ao longo de todo o tempo de análise, de forma proporcional ao percentual de medidores instalados. Ou seja, no primeiro ciclo de implantação dos cenários com Grau Avançado (100%), as horas de interrupção reduzidas crescem na medida em que os medidores são instalados (serão consideradas 7,46 horas apenas no ano 13, quando 100% dos medidores já estarão substituídos; nos anos anteriores será considerado um número menor de horas). Após o primeiro ciclo de implantação os benefícios anuais são sempre valorados com redução 7,46 horas (100% dos medidores já serão inteligentes).

Conforme destacado, essa redução da duração das interrupções provoca benefícios que são valorados nesta AIR por meio da redução da END, da redução de compensações e da recuperação de receita das distribuidoras⁷⁶.

⁷⁵ A AIR focou os benefícios da melhoria da qualidade na redução da duração das interrupções (DEC), melhoria que também implica na redução da frequência das interrupções (FEC). Considerar apenas um dos indicadores é suficiente para estimar os benefícios. Caso fossem considerados também os ganhos com redução da frequência das interrupções (FEC), estar-se-ia incorrendo em duplicidade.

⁷⁶ Outras informações, em especial sobre ganhos relacionados à maior confiabilidade e redução da Energia Não Distribuída, podem ser encontradas no documento que analisa os benefícios decorrentes da melhoria de qualidade devida à implantação de redes inteligentes (Freeman, Sullivan & Co, 2010).

4.8.2.1 - Redução da Energia Não Distribuída - END

A estimação dos custos devidos às interrupções pode ser realizada por meio da valoração da Energia Não Distribuída, definida como a energia elétrica que seria consumida caso não ocorresse uma interrupção no fornecimento. No âmbito desta AIR, adotou-se o valor da END para um contexto geral: benefícios com redução da END implicam redução de prejuízos impostos aos consumidores, às distribuidoras e à sociedade (ou seja, trata-se da redução do custo social causado pelas interrupções no fornecimento)⁷⁷.

Do ponto de vista das distribuidoras, além do pagamento de compensações e perda de faturamento, que são abordados em itens seguintes, as interrupções causam dispêndios com ressarcimentos por danos elétricos em equipamentos dos consumidores e com operação e restauração do fornecimento (equipe, material, equipamentos, carros, logística etc.).

Com relação à queda de gastos, o projeto da Copel considera que a melhoria da qualidade *“acarreta em redução de custos operacionais, principalmente devido à redução de atividade das equipes de manutenção, refletindo em menos horas trabalhadas e menos quilômetros rodados pelos veículos utilizados”* (Omori, 2012). Nesse projeto, a redução de uma hora no DEC implica em benefícios anuais de R\$ 1,2 milhão com redução de horas extras de empregados; R\$ 1,3 milhão com menor deslocamento de carros e equipes; e R\$ 2,0 milhões com ganhos de produtividade (Copel, 2012).

No caso da Itália, onde mais de 33 milhões de medidores foram instalados e projetos de automação foram colocados em prática, a redução do tempo de interrupção foi de aproximadamente 67%. Como consequência, os custos operacionais foram reduzidos em 40%, conforme ilustra a Figura 4.15 (Enel, 2012b).

⁷⁷ Em alguns casos, a o conceito de END é aplicado apenas do ponto de vista do consumidor.



Figura 4.15 - Diminuição de custos operacionais e melhoria da qualidade do serviço decorrentes da implantação de redes inteligentes na Itália (modificado - Enel, 2012b).

No Reino Unido, também foram consideradas economias operacionais, uma vez que equipes podem agir de forma mais eficiente e orientada. Com base em informações do Ofgem sobre os custos totais para solução de falhas em baixa tensão 2008 e 2009, estimou-se um custo aproximado de £ 2.400 por restauração. Assumiu-se que esses custos poderiam ser reduzidos em 10%. A estimativa supõe que os salários e tempo de pessoal são os principais custos para corrigir falhas e a abordagem cita que custos de reduções em equipamentos e material não foram incluídos. O benefício foi estimado a £ 0,66 por medidor por ano (DECC, 2012).

As interrupções também causam danos à imagem da empresa frente aos consumidores, acionistas, imprensa e opinião pública em geral. Baseada nisso, a Aneel iniciou em 2012 a publicação do Ranking da Continuidade do Serviço, artifício que ordena as distribuidoras do Brasil a partir dos limites e dos desempenhos dos indicadores DEC e FEC⁷⁸.

Outra ferramenta regulatória que também considera a qualidade do serviço é o Componente Q do Fator X, que é aplicado nos reajustes tarifários a partir de 2013. Isso reflete diretamente na tarifa homologada para a distribuidora e, em consequência, na receita que será auferida pela empresa. No momento da definição do Componente Q, as

⁷⁸ Mais informações sobre Ranking da Continuidade do Serviço estão disponíveis na Seção 8.2 do Módulo 8 do Prodist (Aneel, 2013c).

distribuidoras são ranqueadas e as melhores empresas podem ser beneficiadas (aumento na tarifa), enquanto as piores podem ser apenadas (redução da tarifa)⁷⁹.

No caso do projeto de redes inteligentes da Copel, estima-se que a redução de uma hora no DEC implique em benefícios anuais para a distribuidora de R\$ 2,5 milhões em decorrência da aplicação regulatória do Componente Q do Fator X (Copel, 2012).

Do ponto de vista dos consumidores, a percepção da falta de energia elétrica decorre tanto dos prejuízos causados pela interrupção (impossibilidade de realização de serviços, perda de produtos, queima de equipamentos, lucros cessantes etc.), quanto pela privação de algumas possibilidades (lazer, conforto, segurança; refrigeração/aquecimento, etc.). Há ainda um custo mais amplo que está relacionado aos impactos que a falta de energia elétrica impõe a toda sociedade (problemas no trânsito, falta de segurança, impactos negativos em serviços de comunicações, necessidade de outras fontes de energia etc.).

Para os consumidores, a magnitude dos prejuízos de uma interrupção depende do tipo da unidade consumidora afetada (classe e tamanho da unidade, ramo de atuação, necessidade real de consumo no momento da interrupção). Com isso, os prejuízos também dependem se os consumidores são residenciais, industriais ou comerciais e dependem se são urbanos ou rurais. Outro fator preponderante é a característica da interrupção (a duração, a hora e o dia em que a interrupção ocorre e até mesmo se houve uma comunicação prévia no caso de uma interrupção programada) (Billinton & Wangdee, 2003).

A valoração dos impactos decorrentes da falta de qualidade de energia elétrica pode ser realizada por diferentes métodos: (i) avaliações analíticas indiretas; (ii) estudos de casos envolvendo interrupções de fornecimento; e (iii) pesquisas com consumidores (Wacker & Billinton, 1989; Cigre, 2000; Billinton, 2002).

EM 2010, o Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (*Council of European Energy Regulators - CEER*) publicou um guia com diretrizes sobre estimativa dos custos devidos a interrupções, recomendando aos países membros que realizassem estudos e contratassem

⁷⁹ Mais informações sobre Componente Q do Fator X estão disponíveis no Submódulo 2.5 do Proret (Aneel, 2013b).

consultorias especializadas sobre o tema (CEER, 2010). No Brasil, o tema também é alvo de estudos pela Agência Reguladora em 2013, conforme Agenda Regulatória Indicativa da Aneel (Aneel, 2013d).

Antes disso, entre os anos de 1999 e 2000, a Comissão de Serviços Públicos de Energia de São Paulo - CSPE⁸⁰ já havia conduzido um estudo para a determinação do custo social de interrupção para o estado de São Paulo. O estudo realizou uma pesquisa cujo universo compreendeu unidades consumidoras comerciais e industriais atendidas em média tensão e unidades comerciais, industriais e residenciais em baixa tensão (CSPE, 2000).

Com base nesse estudo realizado no estado de São Paulo, a Figura 4.16 ilustra uma curva de custo da END (C_{END}) associada a uma barra que atende unidades consumidoras industriais, comerciais e residenciais. Os resultados foram compostos a partir das estimativas do custo de interrupção de cada classe, do número de unidades interrompidas de cada classe e das respectivas quantidades interrompidas de energia (Magalhães, 2008).

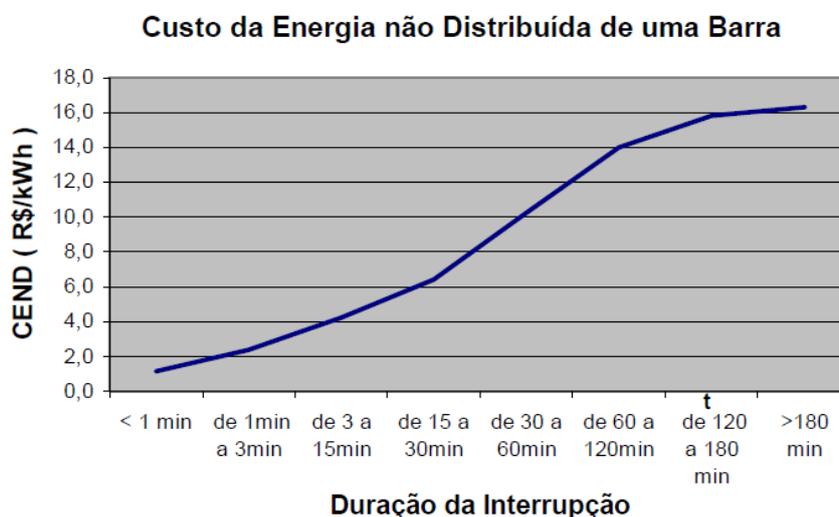


Figura 4.16 - Custo da END resultante de uma pesquisa realizada pela CSPE no estado de São Paulo entre 1999 e 2000 (CSPE, 2000; Magalhães, 2008).

Nesse contexto, quantificar monetariamente as implicações de uma interrupção no fornecimento não é uma tarefa simples, especialmente quando se deseja um valor que

⁸⁰ Em 2007, a CSPE transformou-se na Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - Arsesp.

reflita o custo médio para uma análise em nível nacional como é o caso desta AIR ⁸¹. Assim, a obtenção de dados de custos de interrupção do fornecimento de energia elétrica impõe certo grau de incerteza, o que pode ser minimizado com a adoção de um valor conservador.

A Tabela B.27 do Apêndice B apresenta um apanhado de valores para quantificar a END. Parte das referências da Tabela apresenta valores utilizados em análises custo-benefício com medição inteligente. Outra parte se refere a valores de END com propósitos diversos. Em alguns casos, o conceito de END é aplicado apenas do ponto de vista do consumidor. Algumas das referências apresentam o valor da carga interrompida (*Value of Lost Load - VoLL*), que é uma estimativa do valor por kWh da Energia Não Distribuída.

Com base na Figura 4.16 e nas informações da Tabela B.27, em especial a referência do regulador do estado norte americano da Califórnia (*California Energy Commission - CEC*), **o presente trabalho adotou um valor de END de 5,10 R\$/kWh**. A partir desse valor e considerando o valor da energia elétrica faturada no Grupo B mostrada na Tabela 4.9 (318.157.597 MWh), foi possível realizar uma conversão e chegar a um **valor de R\$ 185,2 milhões por hora, valor adotado nesta tese**.

O valor da END adotado nesta AIR é inferior a grande parte das referências pesquisadas e está coerente com outros estudos conduzidos no Brasil. Para os valores em R\$/h, conforme detalhado na Tabela B.27, a Aneel em 2010 considerou R\$ 139 milhões; a análise conduzida pelo P&D Estratégico da Abradee adotou uma faixa com valores entre R\$ 133 e R\$ 199 milhões; e a estimativa para o caso da Copel equivale a 167,9 milhões por hora de interrupção.

4.8.2.2 - Recuperação de receita

Esse benefício parte do princípio que energia não entregue é energia não faturada. Assim, reduzir o tempo das interrupções é possibilitar mais faturamento para as distribuidoras.

⁸¹ A estimativa do custo de interrupções no fornecimento de energia elétrica em um alimentador é certamente um resultado mais preciso do que um valor médio para um país.

Esse benefício considera o valor no Brasil, mostrado na Tabela 4.9, da receita de fornecimento de energia elétrica de todas as distribuidoras em 2012 (R\$ 93.863.133.135,64) e o total de horas em um ano (8760 horas). Como resultado de uma divisão simples, tem-se o valor de **receita por hora de R\$ 10.714.969,54**.

A partir do valor de recuperação de receita por hora e da redução na duração das interrupções, chega-se ao valor do benefício anual.

4.8.2.3 - Redução de compensações

Conforme mencionado, a regulamentação da Aneel estabelece a obrigatoriedade de pagamento de compensação financeira aos consumidores que tiveram violação dos limites de continuidade individuais. A compensação é feita automaticamente pela distribuidora, por meio de crédito na fatura do consumidor cuja unidade teve os limites violados.

A Tabela 4.11 mostra os valores monetários pagos por todas as distribuidoras em compensações nos anos de 2010, 2011 e 2012. Na soma dos valores pagos nesses três anos, as compensações estão na ordem de R\$ 1,237 bilhão.

Tabela 4.11 - Compensação por violação dos limites de continuidade individuais (Aneel, 2013f).

	2010	2011	2012
Quantidade de compensações	95.091.690	105.142.100	110.720.849
Valor das compensações (R\$)	360.797.553,60	397.262.164,20	478.633.500,00

Considera-se neste trabalho uma redução de 40,% na duração das interrupções. Entretanto, esse valor não é exatamente o mesmo na redução de compensações. Ou seja, a relação não é direta e quanto maior é a melhoria da continuidade, maior é a redução das compensações.

A Figura 4.17 é referente à distribuidora Celpa e representa uma estimativa da Aneel em uma análise feita para prever reduções de pagamento de compensação frente à redução da duração das interrupções naquela distribuidora. A Celpa pagou em 2010 R\$ 82.039.528,92 em compensações por violação dos limites dos indicadores de continuidade individuais (Aneel, 2012c).

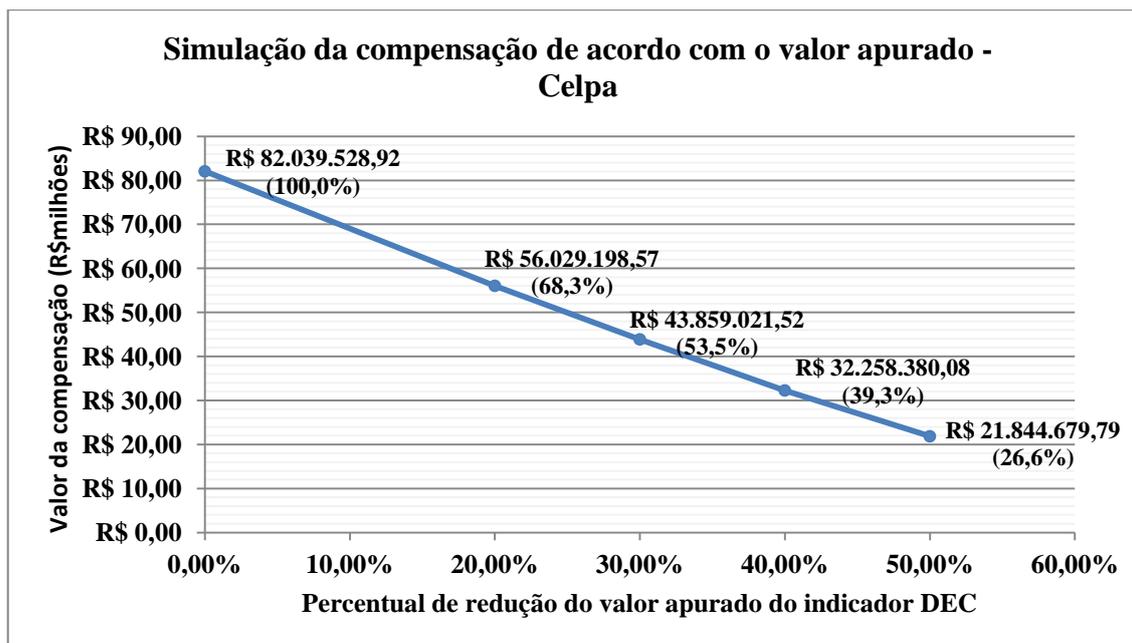


Figura 4.17 - Simulação do valor da compensação de acordo com a melhoria da continuidade (modificado - Aneel, 2012c).

Pela análise dos valores da simulação apresentados na Figura 4.17, percebe-se que uma redução de 40,0% no valor apurado leva a um pagamento de uma compensação de 39,3% do valor original (ou seja, redução de 60,7% no valor da compensação).

Nesse âmbito, em decorrência da redução de 40,% na duração das interrupções, **o presente trabalho adota uma redução de 50,0% nas compensações.**

4.8.3 - Redução de Perdas

A presente AIR considera dois grupos de benefícios relacionados à diminuição de perdas de energia: redução de perdas não técnicas⁸² e redução de perdas técnicas.

No Brasil, de acordo com dados resultantes do segundo ciclo de revisões tarifárias periódicas das distribuidoras (2CRTP), os percentuais médios de perdas no segmento de distribuição são de: 7,27 % (perdas técnicas) e 6,70% (perdas não técnicas).

⁸² Perdas não técnicas também são conhecidas como perdas comerciais.

A Figura 4.18 ilustra geograficamente, por meio de faixas de cores, os percentuais de perdas das distribuidoras do Brasil⁸³ (Aneel, 2010a).

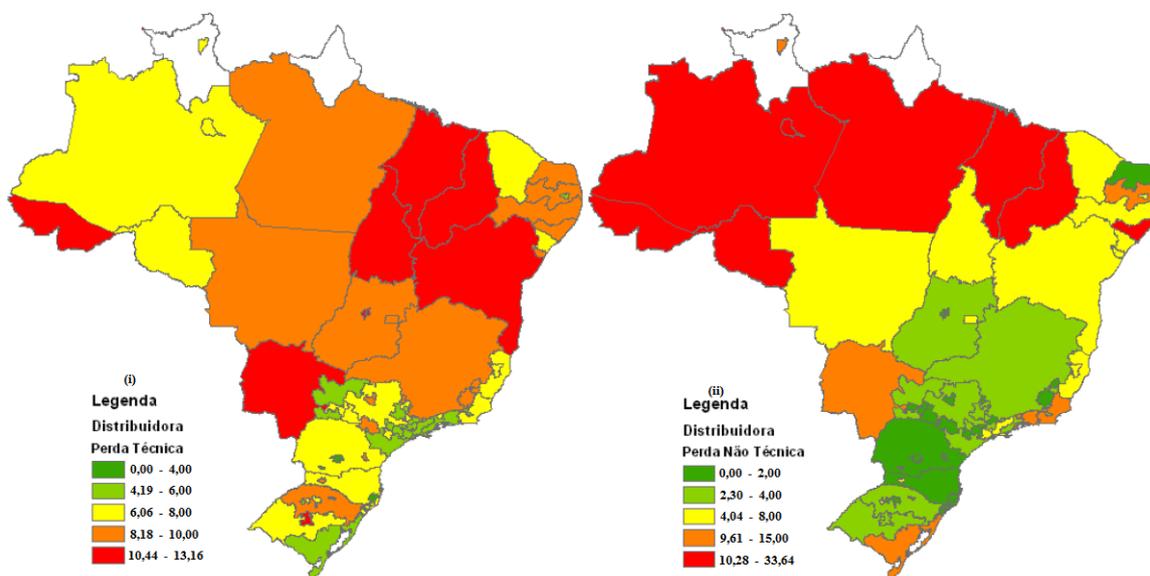


Figura 4.18 - Perdas na distribuição no 2CRTP: (i) perdas técnicas e (ii) perdas não técnicas (Aneel, 2010a).

Já Figura 4.19 ilustra as perdas agregadas por região do país, também com relação a dados do segundo ciclo de revisões tarifárias periódicas das distribuidoras. Os percentuais foram alcançados ponderando os percentuais de cada distribuidora por sua energia injetada, obtendo-se assim um percentual médio da região (Aneel, 2010a).

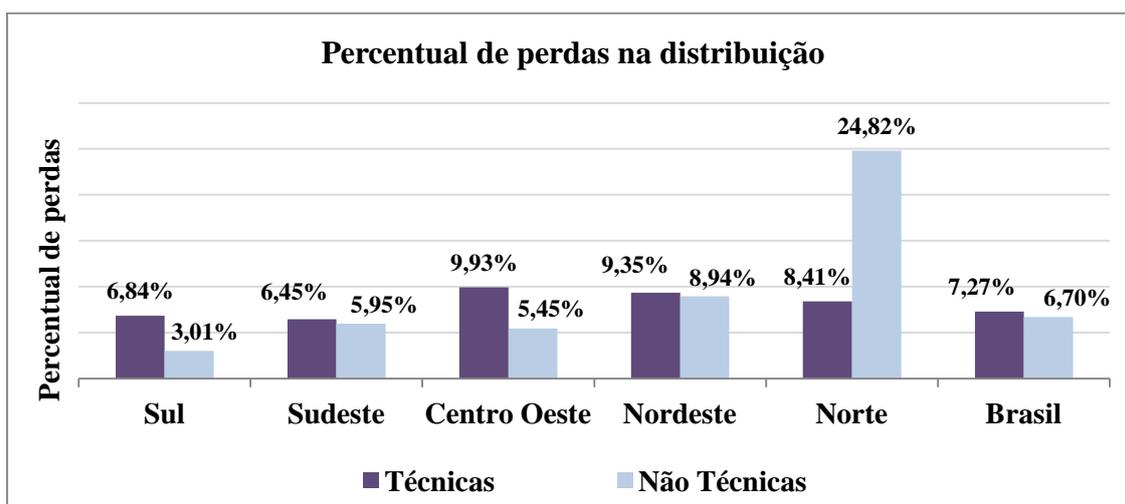


Figura 4.19 - Percentual de perdas técnicas e não técnicas na distribuição por região (Aneel, 2010a).

⁸³ Na Figura 4.18, CER e CEA encontram-se com a cor branca pelo fato de não haver valores de perdas calculados para essas distribuidoras.

Os percentuais ilustrados nas Figuras 4.18 e 4.19 dizem respeito às perdas em relação à energia injetada no sistema de distribuição. Na Tabela 4.9, o consumo (318.157.597 MWh) se refere apenas à baixa tensão e não é o valor que deve ser considerado para valorar perdas. Assim, nesse caso, o correto é adotar a energia injetada em todo sistema de distribuição, que em 2012 foi de 463.718.898 MWh (Aneel, 2013g).

4.8.3.1 - Redução de Perdas Não Técnicas

Um dos grandes benefícios decorrentes da aplicação de redes inteligentes é a possibilidade de combate às perdas não técnicas, que correspondem à parcela de energia consumida e não faturada pela distribuidora, devido a furtos, fraude, irregularidades no cadastro de consumidores e erros na medição.

A tecnologia de medição eletromecânica é antiga e muito difundida, o que facilita a realização de intervenções e de irregularidades no registro do consumo de energia elétrica. Por outro lado, o uso de sistemas inteligentes dificulta a fraude no sistema de medição, reduzindo o furto: o sistema permite que a distribuidora evite ou identifique mais rapidamente qualquer sinal de fraude e adote ações corretivas.

Os medidores eletrônicos possuem funcionalidades antifraude e possibilitam maior facilidade na detecção de irregularidades, seja por meio de alarmes, seja por meio de indicadores. Os novos sistemas permitem detecção eletrônica de abertura de tampa e possuem software para registro unidirecional e energia reversa. As funcionalidades ainda incluem registro unidirecional por fase e a existência de fonte com retificação de onda completa garante que o medidor permanecerá conectado, registrando energia em campo, mesmo com ausência no neutro. Podem registrar também fraude quando o medidor está desligado. Complementarmente, os medidores eletrônicos são imunes à falta de registro de energia devido à queima de desligamento das bobinas de potencial por intervenção externa.

Além disso, uma opção com a medição eletrônica refere-se aos Sistemas de Medição Centralizada - SMC, conforme mostrado na Figura 2.5. A partir dessa aplicação, os resultados obtidos pela distribuidora brasileira Ampla são expressivos no combate às perdas não técnicas (Endesa, 2012).

No Brasil, algumas distribuidoras já adotam medição eletrônica como ferramenta nesse combate (Lamin, 2009). Também existem referências em outros países: África do Sul (Lamin, 2009), Argentina (Edenor, 2009a); Chile (Chilectra, 2012), Colômbia (UdeM, 2012), Filipinas (Eneri, 2012), México (Eneri, 2012) e República Dominicana (Eneri, 2012).

Até na Europa, países como Inglaterra e França concluíram pela importância de medição eletrônica para redução de perdas não técnicas. Ademais, a necessidade de reduzir fraudes foi um motivador relevante na Itália e na Irlanda do Norte, onde “*a dimensão dos prejuízos e os custos associados à detecção eram significativos*” (ERGEG, 2007).

Conforme Tabela B.28 do Apêndice B, já existem resultados reais. Ademais, diferentes referências em análises de custo-benefício consideram ganhos com redução de perdas não técnicas. Na Tabela B.28, note que, mesmo em países com baixa complexidade social e com valores de perdas muito inferiores aos valores brasileiros, referências da Austrália, Bélgica, Holanda, Irlanda, Portugal e Reino Unido estimam reduções significativas.

Diante das informações supracitadas, **o presente trabalho estima uma redução de um terço (33,3%) das perdas não técnicas no Brasil**. Note que o valor adotado é inferior à maioria das referências da Tabela B.28, incluindo estimativas e resultados reais.

Uma redução de 33,3% implica que, após 13 anos (ciclo de implantação adotado nesta AIR), o percentual de perdas não técnicas do Brasil seria reduzido de 6,70% para 4,47%. Esses valores se aplicam aos cenários com grau de implantação avançado (100%) e são proporcionais para os demais cenários. Esses benefícios são considerados ao longo de todo o tempo de análise, de forma proporcional ao percentual de medidores instalados.

Pela análise de ações de combate às perdas não técnicas já realizadas, verifica-se que, ao se regularizar a situação de um consumidor e extinguir a irregularidade, o nível de consumo da UC irá se reduzir em relação aos montantes praticados durante a situação de fraude. Com isso, nem toda a energia que vinha sendo consumida passa a ser faturada após a regularização, devido à racionalização do uso da energia por parte do consumidor.

Há estimativas que essa racionalização resultaria em um consumo evitado de 15% do nível de consumo anterior (MME, 2011; Aneel, 2011). Na experiência da distribuidora Celpa após regularização por ações de combate a perdas não técnicas, verificou-se redução média de consumo (racionalização) de 12% (Celpa, 2009). Outras referências são mostradas na Tabela B.29 do Apêndice B.

Diante dessas informações, **o presente trabalho considera o percentual de racionalização do consumo pós-regularização de 15,0%.**

Como a parcela de consumo eliminado (racionalização) se reflete em economia de compra de energia pelas distribuidoras, ela será valorada ao preço médio de compra. Analogamente ao aplicado no item sobre eficiência energética, foi adotado o valor do CMO (EPE, 2013).

Já a parcela de energia elétrica que efetivamente passaria a ser faturada pela distribuidora é valorada pela tarifa de fornecimento. Conforme Tabela 4.9, os valores praticados em 2012 resultam em um valor da tarifa média de fornecimento de R\$ 324,08/MWh. Contudo, em 24 de janeiro de 2013, foi aprovado pela Aneel o efeito médio de redução de 20,2% sobre a tarifa final⁸⁴. A redução foi resultado da Lei nº 12.783/2013 (conversão da Medida Provisória nº 579/2012) (Brasil, 2013). Aplicando-se o percentual de redução ao valor da tarifa média de fornecimento de 2012, obtém-se o valor de R\$ 258,62 /MWh.

Ou seja, esta AIR considera que a redução total de perdas não técnicas é dividida em duas parcelas. **A parcela de consumo eliminado por racionalização (15%) é valorada a R\$ 102,00/MWh, enquanto a energia faturada (85%) é contabilizada a R\$ 258,62 /MWh.**

4.8.3.2 - Redução de Perdas Técnicas

Outro benefício que pode ser considerado como efeito da aplicação de redes inteligentes é redução de perdas técnicas, que correspondem à parcela de energia não faturada devido a perdas inerentes ao processo de transporte e transformação, decorrentes das leis da física e que podem ser de origem térmica, dielétrica ou magnética.

⁸⁴ Mais detalhes sobre a redução das tarifas estão disponíveis na página eletrônica da Aneel: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=6426&id_area=90 (acesso em 8/5/2013).

Conforme comentado neste trabalho no item relativo à eficiência energética, há benefícios resultantes da aplicação de tarifas diferenciadas. Os ganhos com eficiência energética também produzem efeitos na redução de perdas técnicas: a queda da demanda de ponta (melhoria do fator de carga) e a queda do consumo de energia elétrica implicam na diminuição do carregamento dos sistemas de distribuição.

A Aneel emprega a metodologia regulamentada no Módulo 7 do Prodist para calcular as perdas técnicas das distribuidoras. O cálculo é realizado a cada processo de revisão tarifária. A Agência utiliza diversos dados físicos e de mercado das distribuidoras e o resultado do cálculo é um valor percentual de perdas técnicas. Entre os dados de entrada do modelo estão informações relacionadas ao consumo e à demanda (Aneel, 2013c).

Para estimar qual o impacto que as reduções de demanda e de consumo possuem sobre as perdas técnicas, alguns cálculos realizados pela Agência foram refeitos no âmbito deste presente trabalho. Assim, a partir da metodologia do Prodist e considerando os dados que a Aneel utilizou na 3ª revisão tarifária, foram refeitos cálculos para duas distribuidoras, considerando as premissas de redução de demanda e de consumo adotadas.

Para os cenários sem IHD, os resultados indicam uma redução média de aproximadamente 10,0% das perdas técnicas na baixa tensão. Considerando que a energia que é consumida pelos consumidores de baixa tensão é transportada por todo o sistema de distribuição, as reduções de demanda e de consumo também provocam impactos na média e na alta tensão. Procedendo de maneira similar, os resultados mostram uma redução de perdas da aproximadamente 1,2% na média tensão.

Os resultados são condizentes com aqueles encontrados em estudo internacional que concluiu que a melhoria do fator de carga com uma redução da demanda de 5% implicaria em uma queda de 8% das perdas em baixa tensão (*The Brattle Group*, 2007).

Ainda foi realizada simulação para aferir a redução das perdas no cobre dos transformadores. Para os cenários sem IHD, os resultados mostram redução de 0,26% das perdas em transformadores.

Como as perdas técnicas na baixa tensão representam, em média, 8% das perdas técnicas totais, uma redução de aproximadamente 10,0% na baixa tensão corresponderia a 0,8% no valor total. Já as perdas na média tensão são, em média, 20% das perdas totais e uma redução de 1,2% na média tensão corresponderia a 0,24% do total. Como conclusão, obter-se ia uma redução total das perdas técnicas de cerca de 1,04% (cenários sem IHD).

Caso fossem adotadas as premissas dos cenários com IHD, o valor de redução seria de aproximadamente 2%.

Considerando as referências da Tabela B.30 do Apêndice B e, principalmente diante dos resultados das supracitadas simulações, **o presente trabalho considera redução de perdas técnicas de 1% para os cenários sem IHD. Para os cenários com IHD, foi considerada redução de 2% das perdas técnicas.**

Uma redução de 1% implica que, após 13 anos (ciclo de implantação), o percentual de perdas técnicas do Brasil seria reduzido de 7,27% para 7,20% (cenários sem IHD e com 100% de implantação). Uma redução de 2% implica queda de 7,27% para 7,18% (cenários com IHD e com 100% de implantação). Esses benefícios são considerados ao longo de todo o tempo de análise, de forma proporcional ao percentual de medidores instalados.

Considerando que redução de perdas técnicas reflete em economia de compra de energia pelas distribuidoras, **os ganhos foram valorados ao preço médio de compra de energia (CMO) no valor de R\$ 102,00/MWh.**

Outros argumentos que justificam a adoção de redução de perdas técnicas como benefício estão relacionados à maior disponibilidade de informações trazidas por medidores inteligentes, em particular dados de perfil de consumo, de carregamento e de nível de tensão. Assim, as redes inteligentes propiciam melhor gestão de equipamentos (carregamentos de transformadores, por exemplo) e propiciam maior controle da distribuidora, dando mais oportunidades para planejamento e operação (ENA, 2010; Erse, 2012).

As redes inteligentes também influenciam positivamente outros aspectos que podem ser motivadores para a redução de perdas técnicas. Nesse contexto, o avanço no equilíbrio da

carga e no controle de tensão é citado pelo EPRI (EPRI, 2010). No caso da análise conduzida no estado australiano de Victoria, uma melhoria esperada é na gestão de desequilíbrios entre fases (Kema, 2012b). A própria metodologia de cálculo de perdas técnicas adotada pela Aneel⁸⁵ reconhece os efeitos desses aspectos.

Por fim, conforme consta na Tabela B.30 do Apêndice B, note que o caso de Portugal (Erse, 2012) considera reduções tanto no segmento de distribuição, quanto no de transmissão. O EPRI também faz considerações sobre redução de perdas técnicas na transmissão (EPRI, 2010). Contudo, a presente AIR não considera redução de perdas na transmissão, uma vez que ocorreria considerável nível de incerteza envolvido na estimativa.

4.8.4 - Redução de custos operacionais

A redução de custos operacionais decorre da implantação de sistemas de telecomunicações, que permitem a realização de atividades à distância (atuação remota).

São consideradas como benefícios nesta análise as seguintes ações: leitura; corte e religação (não programados); e religamento programado. **Na contabilização desses ganhos, considera-se redução de 95,0% dos custos dessas ações.** Uma postura mais otimista seria adotar 100% de redução, mas a posição seguida prevê a existência de uma taxa de falha da atuação remota de 5,0%.

Todas as aplicações de aquisição, atuação e parametrização remota implicam eliminação de custos, além de impor mais velocidade às ações das empresas. Portanto, as aplicações de redes inteligentes causam a redução de custos operacionais e maior produtividade por parte das distribuidoras. Como esses ganhos são capturados nos processos de regulação econômica, geram-se vantagens aos consumidores por meio de redução das tarifas.

⁸⁵ Segundo o Módulo 7 do Prodist, são consideradas perdas adicionais de 15% sobre o montante de perdas técnicas calculadas para as redes dos sistemas de distribuição em baixa tensão, devido ao desequilíbrio da carga e o posicionamento assimétrico do transformador em relação às tipologias de rede (Aneel, 2013c).

4.8.4.1 - Leitura remota

Para as distribuidoras, uma das vantagens inerentes às redes inteligentes é a eliminação dos gastos com a intervenção local para realização de medição: a leitura remota (telemetria) torna desnecessário o deslocamento de um funcionário (leiturista) até a unidade consumidora. Ou seja, trata-se de redução de gastos com mão de obra para leitura.

O ganho ainda está relacionado à existência de áreas de difícil acesso devido, por exemplo, a problemas sociais que implicam em falta de segurança aos leituristas. Também existem outras dificuldades de acesso até o medidor, embora não estejam relacionados com a segurança, tais como medidores instalados no interior das residências. A própria segurança dos consumidores e a maior privacidade também são frutos da telemetria.

Em alguns países, a periodicidade das leituras possui intervalos bimensais, semestrais e até anuais. Com a aplicação da telemetria, existe a possibilidade de realização de leituras mais frequentes, até mesmo em períodos horários, caso seja necessário. Na Suécia, por exemplo, um dos motivadores da implantação em massa de medidores eletrônicos foi a possibilidade de realização de leitura e faturamento de forma mais frequente. As ACB conduzidas na França e na Irlanda consideram cenários onde leituras mais frequentes serão possíveis.

Em Portugal (dados de 2012), a leitura mensal ocorre em 27% das UCs; a bimestral em 51% e a anual em 22% (Erse, 2012). Nesse país, em decorrência de reclamações relacionadas ao faturamento esporso e por estimativa, foram realizadas em 2006 cerca de 211 mil refaturamentos, com a anulação da fatura inicialmente enviada ao consumidor e emissão de outra fatura elaborada a partir de novos dados (Erse, 2007). Assim, além de mais informações aos consumidores, ressalta-se que a diminuição dos gastos com atendimento comercial e a redução nos atrasos de pagamento são vantagens da telemetria.

Apesar de existirem benefícios difusos, esta AIR considera um ganho objetivo: redução de 95,0% dos custos com a intervenção local para realização de leitura, conforme comentado.

A Tabela B.31 do Apêndice B mostra valores do custo de uma leitura em alguns países. Contudo, os valores praticados no Brasil destoam das referências internacionais, já que o custo da mão de obra no mercado brasileiro é relativamente menor do que em outros

países, em especial Europa e Estados Unidos. A Figura 4.20 mostra os valores dos salários mínimos em diversos países e, com isso, ilustra as dimensões de gastos com mão de obra.

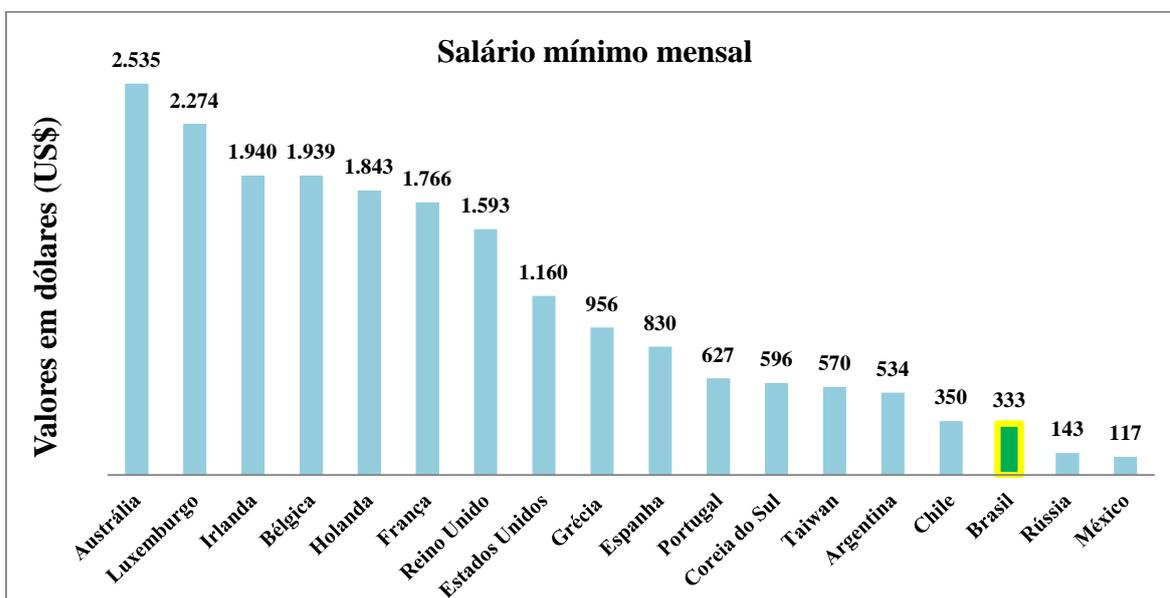


Figura 4.20 - Comparação (janeiro de 2012) do salário mínimo de 18 países (Exame, 2012).

A partir dos valores da atividade de leitura reconhecidos pela Aneel no segundo ciclo de revisões tarifárias periódicas das distribuidoras, chega-se ao resultado apresentado na Tabela 4.12.

Tabela 4.12 - Custo médio por leitura reconhecido pela Aneel no 2CRTP (R\$/mês).

Custo mensal médio por leitura	
Unidade Consumidora em área Urbana	R\$ 0,4620
Unidade Consumidora em área Rural	R\$ 1,4254

Com base nessas informações, **o presente trabalho adota custo médio mensal da atividade de leitura de R\$ 0,50 (custo anual de R\$ 6,00).**

Como foi considerada redução de **95,0% dos custos dessas ações, os benefícios monetários são R\$ 5,70 por ano por unidade consumidora** (os ganhos são contabilizados somente nas unidades com medidores inteligentes instalados).

4.8.4.2 - Corte e religação (atividade não programada)

As atividades de corte e religação não programadas ocorrem como forma de interromper o fornecimento a consumidores inadimplentes.

A partir da possibilidade de realização dessas atividades de forma remota, a distribuidora dispõe de uma ferramenta de proteção de receita, já que permite, de forma rápida e sem necessidade de deslocamento, a atuação em unidades de consumidores inadimplentes. Os ganhos comentados no item anterior relativos à segurança, acesso e privacidade também são percebidos neste caso.

A Tabela B.32 do Apêndice B mostra custos de corte e religamento em alguns países. Novamente há relação desses custos com gastos com mão de obra e os salários.

No Brasil, a atividade de corte e religação não programada é umas das quatorze atividades reconhecidas como serviços cobráveis e os valores são homologados pela Aneel⁸⁶. A partir desses valores, a atualização monetária ocorre sempre na data de revisão ou reajuste tarifário de cada distribuidora. Nesse âmbito, a Tabela 4.13 foi montada considerando valores recentes (revisão ocorrida em abril de 2013).

Tabela 4.13 - Valores de religação normal e de urgência considerados pela Aneel (Aneel, 2013h).

	Grupo B (R\$)		
	Monofásico	Bifásico	Trifásico
Religação Normal	5,66	7,79	23,40
Religação de Urgência	28,38	42,58	70,99

Para quantificar monetariamente os benefícios, o ideal seria utilizar o dispêndio anual total no Brasil. Todavia, somente as próprias distribuidoras detêm essas informações. Para a

⁸⁶ A REN n° 414/2010 regulamenta quais são os serviços cobráveis. Esses serviços são realizados mediante solicitação do consumidor e são pagos diretamente às distribuidoras. Já a Resolução Homologatória - REH n° 1.121/2011 estabelece os valores desses serviços (Aneel, 2013a). Os ganhos que as distribuidoras obtêm dos serviços cobráveis são destinados à modicidade tarifária, de modo que o Regulador abate esses ganhos nas receitas totais que deveriam ser obtidas a partir do serviço de distribuição de energia elétrica.

Aneel, são informadas as receitas totais oriundas das quatorze atividades de serviços cobráveis.

Desse modo, para quantificar monetariamente os benefícios, foram utilizadas duas informações: um valor médio (R\$) da atividade de religação no Brasil e a quantidade de vezes em que a atividade é executada no ano (não necessariamente quantas UCs sofrem a atividade, pois em alguns casos a mesma unidade é cortada mais de uma vez por ano).

Ou seja, o custo em valores monetários da atividade deve ser ponderado pela quantidade de vezes que a atividade é executada como religação normal e pela quantidade que é executada como religação de urgência. Deve ser ponderado ainda pelo o tipo de UC (mono, bi ou trifásica). A partir dessa ponderação, encontra-se o valor médio.

De acordo com dados da Aneel, *“aproximadamente 9% dos consumidores pertencentes à classe residencial tiveram o fornecimento suspenso no ano de 2010”* e *“quase 45% desses mesmos consumidores tiveram o fornecimento suspenso por mais de uma vez no ano”* (Aneel, 2012a). Nos Estados Unidos, pesquisas feitas junto a algumas distribuidoras mostram que, em um ano, 20% dos consumidores requerem uma atividade de corte ou religação (IEE, 2011).

Uma forma de obter essas informações seria uma pesquisa com todas as distribuidoras do país, o que é de difícil execução. Assim, nesta análise adotou-se uma simplificação, onde um valor médio foi tomado a partir de uma amostra de oito distribuidoras pesquisadas (distribuidoras do Grupo CPFL). Ao todo, essas distribuidoras atendem cerca de 6,945 milhões de unidades consumidoras, o que representa uma amostra de aproximadamente 9,6% das unidades do Brasil.

Para essas oito distribuidoras, a Tabela 4.14 apresenta as informações relacionadas às atividades de corte e religação não programadas.

Tabela 4.14 - Quantidade de atividades (2012) de corte e religação não programadas.

A	B	C	D = C/B	E	F = E/B
Distribuidora	Quantidade de UCs atendidas pela distribuidora	Quantidade média mensal de realização da atividade de <u>Religação Normal</u>	Percentual médio de UCs cortadas em um mês (<u>Religação Normal</u>)	Quantidade média mensal de realização da atividade de <u>Religação de Urgência</u>	Percentual médio de UCs cortadas em um mês (<u>Religação de Urgência</u>)
CPFL Paulista	3.778.969	21.516	0,57%	31.569	0,84%
CPFL Piratininga	1.473.224	12.578	0,85%	12.637	0,86%
CPFL Leste Paulista	51.079	953	1,86%	1.730	3,39%
CPFL Sul Paulista	72.803	2.924	4,02%	4.363	5,99%
CPFL Jaguari	32.747	1.202	3,67%	1.778	5,43%
CPFL Mococa	40.891	933	2,28%	1.919	4,69%
CPFL Santa Cruz	176.101	9.802	5,57%	14.410	8,18%
Rio Grande Energia - RGE	1.319.671	51.363	3,89%	21.818	1,65%
Soma das UCs das 8 distribuidoras:	6.945.485	Média Ponderada do percentual médio de UCs cortadas em um mês (<u>Religação Normal</u>): 1,46%		Média Ponderada do percentual médio de UCs cortadas em um mês (<u>Religação de Urgência</u>):1,30%	

Pela análise da Tabela 4.14, é possível notar que, em média, 1,46% das unidades consumidoras da amostra têm o fornecimento reestabelecido por uma Religação Normal. Esse é um valor mensal que, quando multiplicado por 12, implica em um valor anual de 17,50%. Analogamente, a quantidade média de unidades consumidoras que têm o fornecimento reestabelecido por uma Religação de Urgência é de 15,59% em um ano.

A partir das informações citadas, pode-se estimar os percentuais de UCs sujeitas a corte no Brasil. Assim, adotando-se uma postura conservadora para evitar erros diante de uma amostra reduzida, **considera-se neste trabalho que, em um ano, 7,50% das UCs estão sujeitas ao corte com Religação Normal e 7,50% das UCs estão sujeitas com Religação de Urgência.**

Para as oito distribuidoras pesquisadas, verificou-se um percentual de 42,04% com atendimento por sistema monofásico, 45,15% bifásico e 12,80% trifásico. Aplicando-se esses percentuais aos valores da Tabela 4.13, chega-se a um valor médio de R\$ 8,89 para Religação Normal e R\$ 40,24 para Religação de Urgência.

Assim, multiplica-se o valor médio (R\$) pelos percentuais de 7,50%, de modo que se obtém um valor monetário anual por unidade consumidora de R\$ 0,67 (devido a ações de Religação Normal) e de R\$ 3,02 (devido a ações de Religação de Urgência). Somando-se esses dois valores, chega ao resultado de R\$ 3,68.

Como foi considerada redução de 95,0% dos custos dessas ações, **os benefícios monetários são de R\$ 3,50 por ano por unidade consumidora** (os ganhos são contabilizados somente nas unidades com medidores inteligentes instalados).

4.8.4.3 - Desligamento Programado

O desligamento programado difere da atividade de corte e religamento, pois a ação é motivada por um pedido do consumidor que deseja ter o fornecimento interrompido. Isso acontece, por exemplo, em casos de residências de veraneio, ausência temporária e períodos sem consumidor em decorrência de mudanças de moradores (mudança de titularidade).

A atividade de desligamento programado também é uma das quatorze atividades reconhecidas como serviços cobráveis e os valores são homologados pela Aneel. A Tabela 4.15 foi montada considerando valores recentes.

Tabela 4.15 - Valores de desligamento programado considerados pela Aneel (Aneel, 2013h).

	Grupo B (R\$)		
	Monofásico	Bifásico	Trifásico
Desligamento programado	28,38	42,58	70,99

Para quantificar o número de vezes em que essa atividade ocorre, novamente partiu-se da amostra pesquisada de oito distribuidoras do grupo CPFL. Para essas empresas, a Tabela 4.16 apresenta as informações relacionadas às atividades de desligamento programado.

Tabela 4.16 - Quantidade de atividades (2012) de desligamento programado.

A	B	C	D = C/B
Distribuidora	Quantidade de UCs atendidas pela distribuidora	Quantidade média mensal de realização de Desligamento Programado	Percentual médio de UCs que solicitaram Desligamento Programado
CPFL Paulista	3.778.969	22.836	0,60%
CPFL Piratininga	1.473.224	7.222	0,49%
CPFL Leste Paulista	51.079	956	1,87%
CPFL Sul Paulista	72.803	1.011	1,39%
CPFL Jaguari	32.747	345	1,05%
CPFL Mococa	40.891	508	1,24%
CPFL Santa Cruz	176.101	2.723	1,55%
RGE	1.319.671	13.462	1,02%
Soma das UCs das 8 distribuidoras:	6.945.485	Média Ponderada do percentual médio de UCs que solicitaram desligamento programado: 0,71%	

Pela análise da Tabela 4.16, é possível notar que, em média, 0,71% das unidades consumidoras da amostra têm o desligamento programado. Esse é um valor mensal que, quando multiplicado por 12, implica em um valor anual de 8,52%.

Diante das informações citadas, pode-se estimar o percentual de UCs sujeitas a desligamento programado no Brasil. Assim, adotando-se uma postura conservadora para evitar erros diante de uma amostra reduzida, **considera-se neste trabalho que, em um ano, 7,50% das UCs estão sujeitas a ação de desligamento programado.**

Relembra-se que, para as oito distribuidoras pesquisadas, verificou-se um percentual de 42,04% com atendimento por sistema monofásico, 45,15% bifásico e 12,80% trifásico. Aplicando-se esses percentuais aos valores da Tabela 4.15, chega-se a um valor médio de R\$ 40,24 para Desligamento Programado.

Assim, multiplica-se o valor médio (R\$) pelo percentual de 7,50%, de modo que se obtém um valor monetário anual por unidade consumidora de R\$ 3,02 (devido a ações de desligamento programado).

Como foi considerada redução de 95,0% dos custos dessas ações, **os benefícios monetários são de R\$ 2,87 por ano por unidade consumidora** (os ganhos são contabilizados somente nas unidades com medidores inteligentes instalados).

4.8.5 - Redução de emissão de dióxido de carbono (CO₂)

O CO₂ é o mais significativo dos gases de efeito estufa. Segundo a Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos, (*Environmental Protection Agency - EPA*), o aumento desses gases na atmosfera causa elevação da temperatura, acarretando aquecimento global e mudanças climáticas danosas. Além disso, o CO₂ contribui para poluição do ar, o que é um risco para a saúde pública e para o bem-estar social: impacta a saúde humana em diferentes modos e gera riscos para as gerações futuras (EPA, 2009).

Relatório da Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency - IEA*) descreve que o consumo de energia no mundo crescerá 33% nos próximos 25 anos e as emissões de CO₂ aumentariam em 20%. A Agência adverte que se não ocorrer investimentos em eficiência energética e diminuição no uso de combustíveis fósseis, ocorrerá um “*aumento da temperatura de 6° C ou mais*”, majorando os danos à natureza e à população (IEA, 2011).

Nesse contexto, a redução de emissão de dióxido de carbono é cada vez mais imperativa e é um dos motivadores para implantação de projetos de eficiência energética. Vários países utilizam as tecnologias do contexto de redes inteligentes para atingirem metas de redução acordadas internacionalmente. A Tabela B.33 do Apêndice B relata algumas informações sobre a relação entre as redes inteligentes e a emissão de CO₂.

Nesta AIR, a redução de emissão de CO₂ decorre de itens já apreciados neste trabalho. Assim, a redução de emissão de CO₂ é decorrente das três seguintes considerações:

- Redução do consumo de energia elétrica, resultado de eficiência energética (**redução de 2,5% da emissão de CO₂**);
- Redução de perdas técnicas, também resultado de eficiência energética (**redução de 1% da emissão de CO₂**);

- Redução de perdas não técnicas, como resultado exclusivo da racionalização, uma vez que nem toda a energia que vinha sendo consumida no momento da fraude passa a ser consumida após a regularização (**redução de 5% da emissão de CO₂**, em decorrência da redução dos 15,0% de racionalização sobre os 33,3% de redução de perdas não técnicas).

Os valores em negrito nos itens supracitados se aplicam aos cenários com grau de implantação avançado (100%) e são proporcionais para os demais cenários.

Note que os três benefícios supracitados partem do princípio de que menos geração é exigida. Ou seja, uma quantidade de kWh que antes seria consumida, deixa de ser necessária frente às considerações. Assim, menores quantidades de CO₂ são emitidas.

Para quantificar monetariamente os benefícios nesta análise, são necessárias duas informações: a quantidade de dióxido de carbono emitido no Brasil pela geração de energia elétrica e o valor, em reais (R\$), dessas emissões.

Cada tipo de fonte de geração de energia elétrica possui um fator de emissão de CO₂ específico. A Figura 4.21 e a Figura 4.22 constam em documento do Parlamento do Reino Unido (*The Parliamentary Office of Science and Technology - POST*) e apresentam avaliações do fator de emissão de diferentes fontes de geração de energia elétrica. As figuras mostram uma compilação de resultados de 30 estudos de diferentes países^{87, 88}.

⁸⁷ Os fatores são caracterizados pelas emissões diretas, que são aquelas produzidas com o combustível que é utilizado durante a geração, em oposição às emissões indiretas que surgem durante a construção das máquinas geradoras. As emissões diretas são influenciadas principalmente pela eficiência da máquina e pelo tipo específico de combustível (por exemplo, carvão de alto grau versus lignite) (POST, 2011).

⁸⁸ Nas Figuras 4.21 e 4.22, as unidades "gCO₂eq/kWh" são gramas de equivalente de dióxido de carbono por quilowatt-hora de energia elétrica gerada: gases de efeito estufa diferentes do CO₂, tal como o metano, são quantificados como quantidades equivalentes de dióxido de carbono. Isto é feito por meio do cálculo do seu potencial de aquecimento global em relação ao dióxido de carbono ao longo de um período de tempo especificado. Na Figura 4.21, a sigla CCS (*Carbon Capture and Storage - CCS*) indica que existem procedimentos para captura e armazenamento de carbono, o que reduz as emissões (POST, 2011).

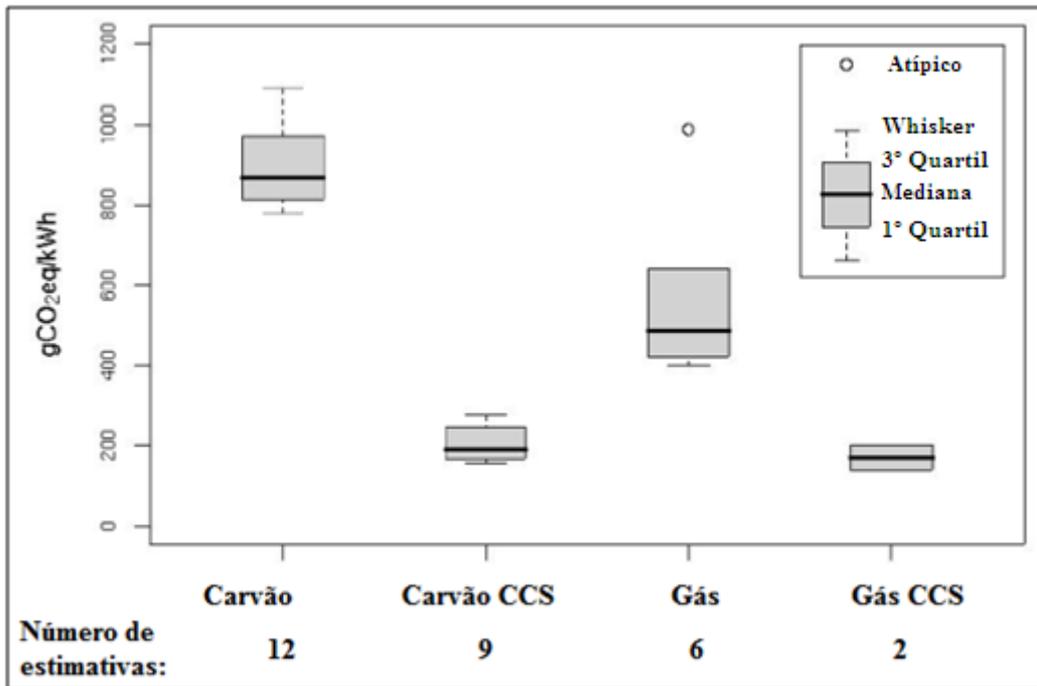


Figura 4.21 - Fator de emissão de CO₂ de fontes de geração a partir de combustíveis fósseis (modificado - POST, 2011).

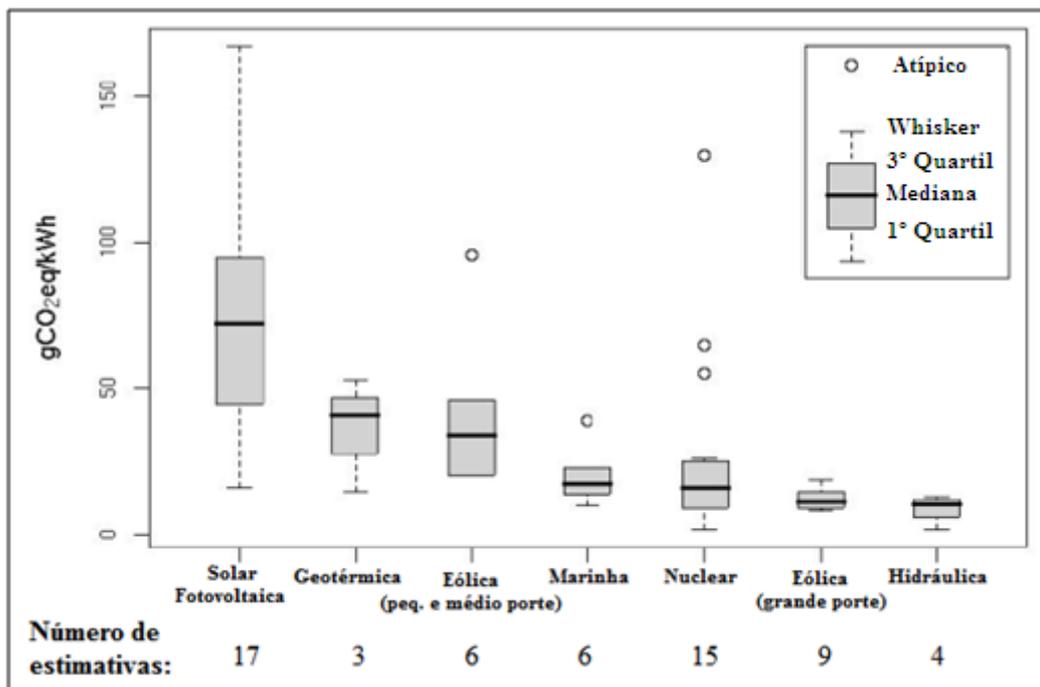


Figura 4.22 - Fator de emissão de CO₂ de fontes de geração com baixo carbono (modificado - POST, 2011).

Pela análise das Figuras 4.21 e 4.22 é possível notar diferença significativa de emissão entre as fontes. O fator de emissão das fontes hidráulicas, tipo de geração preponderante no sistema elétrico brasileiro, é o menor.

No Brasil, as emissões de CO₂ resultantes da geração de energia elétrica verificada no SIN são calculadas a partir dos registros do ONS de geração das usinas. A sistemática de cálculo do Fator de Emissão do Sistema foi desenvolvida a partir de uma cooperação entre o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação - MCTI e o MME ⁸⁹.

Esse Fator calcula a média das emissões da geração de energia elétrica, considerando todas as unidades geradoras que estão operando. Se todos os consumidores de energia elétrica do SIN calculassem as suas emissões multiplicando a energia consumida por esse Fator de Emissão, o somatório corresponderia às emissões do SIN. Logo, o Fator deve ser usado quando o objetivo for quantificar as emissões da energia elétrica que está sendo gerada em determinado período (MCTI, 2013).

Nesse contexto, esta AIR adotou a fonte oficial do Brasil. Com isso, a partir do Fator de Emissão do Sistema publicado pelo MCTI para o ano de 2012 (MCTI, 2013), **o presente trabalho adotou fator de emissão de 0,0686 tCO₂/MWh** (toneladas de dióxido de carbono por megawatt-hora de energia elétrica gerada). O próximo passo para quantificar o benefício é conhecer o valor monetário da tonelada de carbono⁹⁰.

Uma referência relevante sobre o preço da tonelada de carbono é a análise de impacto conduzida em 2011 pela União Europeia, com objetivo de estabelecer “*um roteiro de transição para uma economia competitiva de baixo carbono em 2050*” (EC, 2011). A

⁸⁹ O cálculo é baseado nas diretrizes internacionais aprovadas pelo Conselho Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL, instituído no âmbito do Protocolo de Kyoto. Trata-se da metodologia: “*Tool to calculate the emission factor for an electricity system.*” (MCTI, 2013).

⁹⁰ Créditos de Carbono ou Redução Certificada de Emissões são certificados emitidos quando ocorre a diminuição de emissão de gases do efeito estufa. Uma tonelada de CO₂ equivale a um crédito de carbono. A existência de créditos cria um mercado para a redução de emissões dando um valor monetário à poluição. Convenções internacionais, como o Protocolo de Kyoto, definem um limite de emissão para países desenvolvidos. Os créditos podem ser negociados no mercado internacional e os principais contratos são realizados pela Bolsa Intercontinental, pela Bolsa de Clima da Europa e pela Bolsa de Clima de Chicago.

Figura 4.23 foi retirada dessa referência e ilustra projeções para do preço da tonelada de carbono para oito cenários entre 2020 e 2050⁹¹.

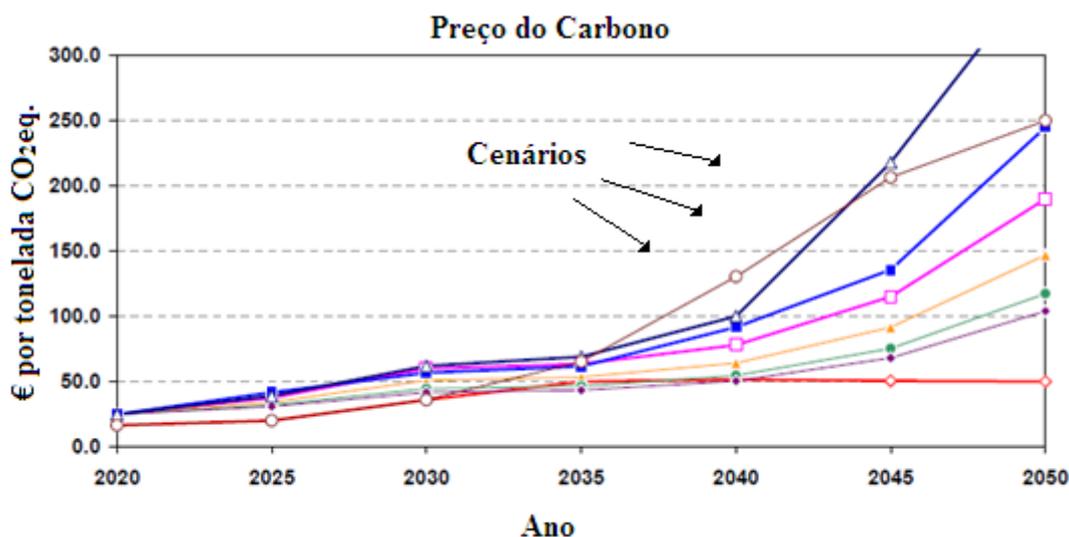


Figura 4.23 - Projeções de preço (€) da tonelada de carbono equivalente, decorrentes de uma análise de impacto conduzida pela União Europeia (modificado - EC, 2011).

O detalhamento dos cenários contidos na Figura 4.23 não é o objetivo deste presente trabalho. De toda forma, pela análise das projeções de preço, percebe-se que, mesmo no cenário mais conservador, o valor da tonelada de carbono é aproximadamente € 20,0 em 2020 e atinge € 50,0 em 2035, permanecendo nesse valor até o final da projeção (2050).

Na ACB conduzida pelo regulador português, o cálculo sobre a redução de emissões também considerou que o preço da tonelada de carbono sofre alteração ao longo do tempo. Em 2012 o valor adotado foi de € 7,86 por tonelada. Em 2013, o valor foi de € 8,51. Já partir de 2014, a análise adota valores do supracitado documento da União Europeia (Erse, 2012).

Em uma análise conduzida em 2011 nos Estados Unidos, o cálculo sobre eficiência energética e redução de emissões também considerou que o preço da tonelada de carbono

⁹¹ Na Figura 4.23, as curvas são projeções do preço em euros (€). Cada curva representa um cenário simulado. Os cenários foram criados a partir de hipóteses sobre fatores macroeconômicos e sobre fatores que influenciam o valor da tonelada de carbono: tecnologias; consumo e preço de energia; dependências de combustíveis fósseis; e existência ou não de políticas de baixo carbono. A análise conduzida pela União Europeia não é específica para o setor elétrico (EC, 2011).

sofre alteração ao longo do tempo. Até 2016, o valor é nulo. Em 2017, o valor da tonelada de carbono é de US\$ 15,0 e aumenta linearmente até 2030, quando alcança o preço de US\$ 60,0 por tonelada (aproximadamente € 46,0 por tonelada). Já o fator de emissão muda ao longo dos cenários e dos postos tarifários analisados, mas foi considerado igual a 0,57 tCO₂/MWh em quase a totalidade das simulações (IEE, 2011).

Portanto, considerando os estudos da União Europeia, de Portugal e dos os Estados Unidos, além das informações contidas na Tabela B.33 do Apêndice B, **a presente AIR considera o valor fixo da tonelada de carbono de R\$ 78,90 (aproximadamente € 30,0).**

Os ganhos com redução de carbono decorrem da redução da geração de energia elétrica trazidas pela redução do consumo (eficiência energética), redução de perdas não técnicas (racionalização) e redução de perdas técnicas. Esses benefícios são considerados ao longo de todo o tempo de análise, de forma proporcional ao percentual de medidores instalados.

4.8.6 - Redução de inadimplência

Inadimplência refere-se ao consumo faturado, mas não recebido pela distribuidora. A situação afeta tanto o consumidor quanto a própria distribuidora: parte da inadimplência é reconhecida pela Aneel em favor da distribuidora (parte do ônus é imputado na tarifa de todos consumidores) e parte é tomada como receitas irrecuperáveis (prejuízos das distribuidoras). Além das questões tarifárias, a inadimplência coloca o consumidor em situação de endividamento e sujeito à suspensão do fornecimento de energia elétrica⁹².

Já existem mecanismos para redução da inadimplência, tais como negociação da dívida; execução de cobranças domiciliares; cobranças por mensagem de voz⁹³; penalizações como multas e juros de mora; e a inscrição em sistemas de proteção ao crédito. Todavia, em muitos casos tais ferramentas não são suficientes e não extinguem a sua recorrência.

⁹² A suspensão está regulamentada pelo art. 172 da REN nº 414/2010 (Aneel, 2013a). Tal fato encontra previsão legal no inciso II, § 3º, art. 6º, da Lei nº 8.987/1995: “§ 3º Não se caracteriza como descontinuidade do serviço a sua interrupção em situação de emergência ou após prévio aviso, quando: ... II - por inadimplemento do usuário, considerado o interesse da coletividade” (Brasil, 1995a).

⁹³ Por meio de Unidade de Resposta Audível – URA.

Com isso, o problema original – discrepância entre o consumo e a efetiva capacidade de pagamento do consumidor - não é eliminado (Aneel, 2010b; Aneel, 2012a).

Assim, redes inteligentes também conduzem a benefícios em redução da inadimplência, em decorrência de três fatores principais: gestão dos consumidores; corte progressivo ou corte total remotos; e possibilidade de faturamento na modalidade pré-pagamento.

A melhoria na gestão por parte dos consumidores é baseada no fato de que informações mais precisas e detalhadas sobre o consumo de energia elétrica devem ajudar as pessoas a conduzirem melhor a fatura, evitando grandes dívidas e, por conseguinte, reduzindo os próprios gastos, além de reduzir o custo da distribuidora na recuperação de dívidas. A gestão do consumidor e a maior disponibilidade de informações decorrem dos diversos mecanismos de *feedback* (faturas de papel mais detalhadas, *web sites*; TV interativa; IHD, aplicativos de *smart phones* e tablets; e tomadas inteligentes associadas a CDAs). Além de mais dados, esses mecanismos possibilitam avisos, comparações, projeções e meios elucidativos de informar sobre o consumo e os respectivos dispêndios.

A partir de dados mais frequentes e precisos, os sistemas inteligentes poderão identificar consumidores com potenciais riscos de dívidas. O consumidor pode, por exemplo, receber automaticamente recomendações de eficiência energética para reduzir o consumo. Já a distribuidora pode oferecer modalidades diferenciadas de faturamento.

Entre essas modalidades está o pré-pagamento, que otimiza o controle do consumidor, favorecendo o planejamento de consumo e dos gastos com energia elétrica. Essa modalidade, aliada aos mecanismos de *feedback*, traz ganhos ao orçamento doméstico e reduz o endividamento dos consumidores. Com arranjos mais fáceis trazidos pelo contexto das redes inteligentes, mais consumidores com dificuldades de gestão das faturas podem optar pela modalidade de pré-pagamento. Entretanto, esta AIR não contabiliza o aumento de consumidores nesta modalidade ao longo do tempo.

Por fim, as ações de corte e religamento remotos facilitam e barateiam o processo de combate à inadimplência. Trata-se de maior agilidade na recuperação de dívidas e de proteção de receitas das distribuidoras. Por exemplo, na Itália (Enel, 2012a), onde a

configuração do sistema de medição possibilita reduções escalonadas como opção ao corte total da carga, os resultados reais mostram quedas significativas na inadimplência.

A Tabela B.34 do Apêndice B mostra como Holanda, Irlanda e Reino Unido estimaram os ganhos nas ACB. No caso da Itália, a referência relata ganhos reais decorrentes de aplicação em grande escala já realizada. Com base nesses dados, **esta AIR adotou redução da inadimplência de 35,0%.**

Para quantificar os benefícios, resta agora a consideração sobre os valores monetários.

Conforme comentado, a inadimplência está classificada como receita irrecuperável, que é a parcela esperada da receita total faturada pela distribuidora que possivelmente não será arrecadada em função de inadimplemento dos consumidores. Para reconhecimento nas tarifas, a Aneel adota um percentual da receita irrecuperável, baseado nos conceitos de Curva de Envelhecimento e de *Aging*⁹⁴. Nesse contexto, no processo de revisão tarifária, a inadimplência é a receita ainda não arrecada pelas distribuidoras 24 meses após o faturamento e que, provavelmente, não será recolhida (Aneel, 2010b).

A Aneel defende que a inadimplência é parcialmente gerenciável pelas distribuidoras e que existem fatores externos que influenciam o percentual real de receitas irrecuperáveis. Assim, a regulamentação considera a Curva de Envelhecimento da Fatura e adota *clusters* com base em complexidade socioeconômica. A partir destes *clusters*, a Aneel define quais são os percentuais de inadimplências reconhecidos para cada distribuidora⁹⁵.

⁹⁴ Baseando-se em um mês específico e observando-se o faturamento realizado nos meses anteriores e ainda não recebido neste mês base, verifica-se que, em geral, o percentual de faturamento não recebido é menor quanto mais distante do mês base se situar. A curva formada pelos percentuais de faturamento de meses anteriores não pagos num mês específico é conhecida como Curva de Envelhecimento da Fatura. O ponto onde se estabiliza essa curva é chamado de *Aging*. Maiores detalhes sobre a Curva de Envelhecimento da Fatura das distribuidoras de energia elétrica brasileiras relativa ao ano de 2008 podem ser obtidas no documento da Aneel (Aneel, 2010b). Maiores informações sobre o conceito de *Aging* podem ser obtidos na referência que embasou a metodologia do órgão regulador (Hornngren & Harrison, 1992).

⁹⁵ Mais informações sobre Receitas Irrecuperáveis estão disponíveis no Submódulo 2.2 do Proret (Aneel, 2013b).

À luz dos princípios da regulação por incentivos, os percentuais estabelecidos pela Aneel são valores regulatórios que buscam eficiência das distribuidoras. Todavia, na prática, verifica-se que o percentual de inadimplência para parte das distribuidoras é superior aos limites regulatórios. Dessa forma, esta AIR deve considerar os valores reais verificados.

Esses valores reais consideram a Curva de Envelhecimento e foram pesquisados e publicados pela Aneel (dados referentes a 61 das 63 distribuidoras no período de 2007 a 2008) (Aneel, 2010b). A partir desses valores, e considerando os dados de receitas dos anos de 2007 e 2008 (Aneel, 2013e), foi possível montar as Tabela 4.17 e Tabela 4.18.

Tabela 4.17 - Percentuais de receitas irrecuperáveis no Brasil em 2007 e 2008 (modificado - Aneel, 2010b; Aneel, 2013e).

	2007		2008	
	Receita de fornecimento (R\$)	Inadimplência (%)	Receita de fornecimento (R\$)	Inadimplência (%)
Residencial	27.108.010.239,99	0,72%	27.021.299.270,01	0,63%
Industrial	15.053.606.464,62	1,07%	15.903.215.016,33	1,25%
Comercial	16.472.694.603,75	0,80%	16.507.094.482,23	0,76%
Rural	3.081.517.040,86	1,63%	3.080.644.511,96	1,65%
Iluminação Pública	1.852.026.371,37	2,69%	1.813.685.108,01	3,01%
Poder Público	3.432.541.624,42	1,22%	3.409.367.797,31	1,54%
Serviço Público	2.113.104.339,53	4,26%	2.105.978.895,62	4,91%
Total	69.113.500.684,54	1,04%	69.841.285.081,47	1,08%

Tabela 4.18 - Inadimplência média total 2007 e 2008 no Brasil (modificado - Aneel, 2010b; Aneel, 2013e).

2007 e 2008		
Receita de fornecimento (R\$)	Inadimplência (%)	Inadimplência (R\$)
138.954.785.766,01	1,06%	1.474.848.104,39

Diante do resultado apresentado na Tabela 4.18, **esta AIR adotou inadimplência média no Brasil de 1,06%.**

Ou seja, diante dos valores adotados nesta análise, conclui-se que a inadimplência no Brasil cairá 35,0% em 13 anos (ciclo de implantação), resultando na queda do valor médio de 1,06% para 0,69%. Esses valores se aplicam aos cenários com grau de implantação avançado (100%) e são proporcionais para os demais cenários.

Para os valores monetários de receita, considera-se o valor fixo mostrado na Tabela 4.9 (R\$ 93.863.133.135,64). Esses benefícios são considerados ao longo de todo o tempo de análise, de forma proporcional ao percentual de medidores instalados.

4.8.7 - Redução de gastos com Centrais de Teleatendimento (*Call Center*)

A Central de Teleatendimento - CTA é a unidade responsável por centralizar o recebimento e realizar atendimento das chamadas telefônicas dos consumidores. Trata-se da unidade de *Call Center* das distribuidoras. Segundo a regulamentação⁹⁶, a implantação da CTA é opcional para distribuidora com até sessenta mil unidades consumidoras e obrigatória para as demais.

Os atendimentos incluem solicitações de informação, serviços, reclamações, sugestões e denúncias. Dados da Aneel mostram que, entre as 21,5 milhões de reclamações tratadas pelas distribuidoras em 2010, cerca de 8,4% foram associadas a problemas com a apresentação ou entrega de faturas, com erros de leitura, com cobrança de valores mínimos faturáveis, com a variação de consumo e com a suspensão indevida do fornecimento (Aneel, 2012a).

Assim, redes inteligentes também implicam redução desses custos, devido à queda de reclamações e de pedidos dos consumidores. Isso decorre de benefícios já comentados em itens anteriores: maior disponibilidade de dados à distribuidora; faturamento baseado em medições mais precisas e frequentes; informações mais claras sobre a fatura; melhoria da qualidade do serviço.

Além da redução das queixas, haverá redução das ligações para dar ciência à distribuidora sobre uma interrupção, pois existira a própria redução de interrupções no fornecimento. Também há economias com chamadas que podem ser respondidas pela introdução de mensagens automáticas que informem o âmbito geográfico e o tempo de recuperação esperado, processo facilitado por informações mais precisas a partir de medidores inteligentes. Nesse contexto, evidências internacionais sugerem que o número de chamadas

⁹⁶ Art. 184 da REN nº 414/2010 (Aneel, 2013a).

relacionadas a interrupções no fornecimento e que precisam ser respondidas pode ser reduzido em até 60% (DECC, 2012).

A Tabela B.35 do Apêndice B mostra referências sobre redução de custos com teleatendimento em casos internacionais. Nos casos da Suécia e dos estados norte americanos de Washington e Califórnia, as referências relatam ganhos reais decorrentes de aplicações já realizadas.

Os benefícios com redução de custos de *Call Center* estão entre aqueles indicados pela Comissão Europeia aos seus países membros. Entretanto, a Comissão alerta que, no curto prazo, pode acontecer um aumento de chamadas para as centrais de teleatendimento, devido às dúvidas sobre as novas funcionalidades habilitadas pelas soluções de redes inteligentes (por exemplo, aplicação de tarifas diferenciadas⁹⁷). De toda forma, a Comissão indica um saldo positivo (EC, 2012).

Entretanto, essa contrapartida (aumento de chamadas no curto prazo) não foi considerada nas cinco ACB internacionais contidas na Tabela B.35 (ao menos de forma expressa, não há menção sobre aumento dos custos com *Call Center*).

Nesse contexto, **a presente AIR considerou dois efeitos nas centrais de teleatendimento: aumento de 10,0% dos gastos durante o primeiro ciclo de implantação (custos) e redução de 30,0% nos anos restantes (benefícios).**

Para a realização dos atendimentos, a CTA deve ser implantada em um imóvel e ser constituída por estruturas física e de pessoal, incluindo estações de trabalho munidas de computadores integrados ao sistema telefônico e à base de dados da distribuidora. Segundo a regulamentação⁹⁸, a distribuidora deve disponibilizar o atendimento telefônico com características específicas, as quais incluem disponibilidade todos os dias durante 24 horas e gratuidade da ligação, independente da origem ser de telefone fixo ou móvel.

⁹⁷ A presente AIR considerou gastos com campanhas de divulgação e sensibilização, o que diminui as indagações dos consumidores. De toda forma, mesmo existindo tais campanhas, é natural que ainda existam dúvidas no início da aplicação.

⁹⁸ Art. 183 da REN nº 414/2010 (Aneel, 2013a).

Ou seja, existem custos enfrentados pelas distribuidoras para estruturação, operação e manutenção das CTAs. Segundo dados da Aneel, **em 2009 esses gastos foram de aproximadamente R\$ R\$ 287.712.232,37** (Aneel, 2010d)⁹⁹. Esses dados são referentes apenas à estrutura e a pessoal terceirizado (não incluem funcionários próprios das distribuidoras). Ou seja, é de se esperar que os gastos sejam maiores do que R\$ 287,8 milhões e, assim, a postura aqui adotada é conservadora.

A esses gastos foram aplicados os percentuais supracitados, de modo que fosse possível valorar os ganhos nesta AIR. O aumento dos custos no primeiro ciclo e os posteriores benefícios são considerados de forma proporcional ao percentual de medidores instalados.

4.8.8 - Redução de emissão de faturas de papel

Atualmente, o processo convencional de faturamento envolve a emissão (impressão e de entrega) de uma fatura de papel que apresenta a conta de energia elétrica. Segundo a regulamentação¹⁰⁰, existe um conjunto mínimo de informações que deve ser apresentado na fatura, incluindo as grandezas com os respectivos valores relativos aos produtos e serviços prestados e o montante total a pagar.

As tecnologias e as possibilidades trazidas pelas redes inteligentes permitem que faturas eletrônicas sejam emitidas e disponibilizadas na internet. A maioria das distribuidoras já adota esse procedimento, apesar de manterem os convencionais processos de faturas de papéis. Além de *web sites*, faturas eletrônicas podem estar disponíveis por meio do IHD, em TV interativas e em aplicativos direcionados de *smart phones* e de tablets.

A utilização de meios eletrônicos e com aplicação de internet é uma tendência. Em uma análise rápida, é possível levantar diversos casos de sucesso: comprovação de quitação

⁹⁹ A partir de 2010, o acompanhamento realizado pela Aneel não contempla a discriminação dos gastos, de modo que, a partir dos dados recebidos pela Agência, não é mais possível identificar de forma separada as despesas com *Call Center*. Para obter dados mais atuais, seria necessária uma pesquisa com cada distribuidora, o que se mostra de difícil execução.

¹⁰⁰ O Art. 119 da REN nº 414/2010 estabelece as conjunto obrigatório de informações constantes na fatura (Aneel, 2013a).

eleitoral; comprovação de situação do CPF; compras de passagens aéreas; transações bancárias diversas; e declaração de imposto de renda.

Em muitos casos, os processos e faturas eletrônicas são motivados pelo próprio consumidor, em especial aqueles com mais familiaridade com o uso das tecnologias de comunicação. Se o próprio pagamento pode ser feito por meio de débito automático, não há razão para afastar a possibilidade de aplicação de fatura eletrônica, em substituição às clássicas faturas de papel. E esse é um processo que tende a crescer¹⁰¹.

É nesse contexto que esta AIR modela ganhos com diminuição do custo de faturamento por meio da redução da emissão e da atividade de entrega de faturas de papel. A Tabela B.36 do Apêndice B mostra como três ACB internacionais consideraram esses ganhos.

Assim, **o presente trabalho adota redução de 10% das emissões de fatura de papel durante o primeiro ciclo de implantação.** Como consequência da evolução desse panorama e do aumento de maturidade do processo de faturamento eletrônico, **adota-se redução de 20% das emissões de fatura de papel para o segundo e o terceiro ciclos.**

Para os cenários onde há aplicação de IHD, considerou-se que todos os consumidores que recebem esse dispositivo seriam cobrados por meio de faturas eletrônicas. Nesses cenários, os demais consumidores que não receberam o dispositivo estariam modelados com os percentuais citados no parágrafo anterior.

Resta agora adotar um valor monetário para contabilizar o benefício. Para isso, pode-se adotar um valor reconhecido pela Aneel. Entre as quatorze atividades enquadradas como serviços cobráveis está a emissão de segunda via de fatura. Como se trata de um serviço cobrável, o valor dessa atividade é homologado pela Aneel e a atualização monetária ocorre na data do reajuste das tarifas de cada distribuidora. Nesse contexto, o valor mensal para emissão de segunda via de uma fatura de papel é de R\$ 2,11 por unidade (Aneel, 2013h).

¹⁰¹ Um exemplo de aplicação de faturamento eletrônico ocorre na Califórnia (EUA), onde a distribuidora *Southern California Edison - SCE* realiza o programa *Go Paperless*. Mais informações estão disponíveis no site da empresa: <http://www.sce.com/CustomerService/billing/online/obp.htm> (acesso em 8/5/2013).

Com isso, esta análise considera que uma fatura de papel tem **custo mensal de R\$ 2,11, o que equivale a um valor anual de R\$ 25,32 por unidade consumidora.**

Assim, considerando-se os percentuais supracitados e o valor mencionado no parágrafo anterior, foi possível converter as considerações em ganhos monetários. Os benefícios são contabilizados em função da quantidade de medidores inteligentes instalados e em operação em campo.

4.8.9 - Custos evitados com compras de medidores básicos

De acordo com o Manual de Controle Patrimonial - MCPSE, a vida útil regulatória definida para os medidores eletrônicos independe das funcionalidades: tanto medidores básicos quanto aqueles com funcionalidades agregadas possuem vida útil de 13 anos.

Seguindo uma tendência mundial, não existe no Brasil a previsão de fabricação de medidores eletromecânicos para o futuro. Atualmente, os preços de modelos básicos de medidores eletrônicos são inferiores aos preços dos eletromecânicos, devido ao avanço na eletrônica e à queda de preços de fabricação, além do aumento nos preços de componentes dos medidores eletromecânicos (ferro, alumínio e cobre). Assim, é razoável esperar que não existirão mais plantas fabris de medidores eletromecânicos no país.

A presente análise considera que, ao se instalar um medidor de um modelo avançado (inteligente), deixa-se de comprar e instalar um equipamento do modelo básico (compra evitada que se reflete em um custo evitado). Assim, são considerados gastos evitados com compras de medidores básicos. Na tabela B.37 do Apêndice B são mostradas duas referências com postura semelhante.

A presente análise considera que, a partir do segundo ciclo, para cada medidor inteligente instalado, tem-se um gasto evitado de R\$ 25,00.

Durante o primeiro ciclo de implantação não é contabilizado qualquer tipo de benefício com compras evitadas, pois a troca partiria de uma imposição regulatória e(ou) legal. Conforme comentado posteriormente, poderia ser considerado um gasto para substituição de medidores eletromecânicos que não estavam totalmente depreciados.

4.9 - CUSTOS NÃO CONTABILIZADOS NA AIR

Os itens a seguir mostram um detalhamento sobre custos não contabilizados na análise.

4.9.1 - Taxas e preços por uso do espectro (telecomunicações)

O espectro de radiofrequências é um recurso limitado, constituindo-se em bem público administrado pela Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel, que mantém plano com a atribuição, distribuição e destinação de faixas de frequências.

A Lei nº 9.472/1997 - Lei Geral das Telecomunicações - estabelece que as faixas de frequência destinadas aos serviços de telecomunicações a serem prestados em regime público são passíveis de edital público de licitação, na modalidade leilão. As demais faixas, incluindo serviços de telecomunicações a serem prestados em regime privado, são autorizadas a título oneroso, apenas com a cobrança das taxas aplicáveis (Brasil, 1997).

No âmbito das redes inteligentes, as atividades de telecomunicações devem ser prestadas em Serviço em Regime Privado de Interesse Restrito. Nesse caso, não é necessária licitação para obtenção de autorização¹⁰² e a Anatel define os preços a serem pagos pela exploração dos serviços e pelo uso das radiofrequências associadas (Abradee, 2011c).

Nesse contexto, para as atividades de redes inteligentes, são três os conjuntos de taxas e preços devidos pelo uso de radiofrequências e exploração do Serviço de Rede Privado:

- Fundo de Fiscalização das Telecomunicações - Fistel;
 - Taxa de Fiscalização de Instalação - TFI;
 - Taxa de Fiscalização de Funcionamento - TFF.
- Preço Público pelo Direito de Uso de Radiofrequência - PPDUR; e

¹⁰² A licitação para obtenção de autorização de uso de radiofrequência é realizada pela Anatel quando o número de entidades interessadas em utilizar o mesmo segmento do espectro supera a capacidade, o que não se aplica normalmente às faixas de frequência destinadas ao serviço limitado privado (Abradee, 2011c).

- Preço Público pelo Direito de Exploração de Serviço de Telecomunicações - PPDEST.

Esse tema foi objeto de estudo no Projeto de P&D Estratégico sobre o Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente conduzido pela Abradee. A Tabela 4.19 foi retirada desse estudo e apresenta as taxas e preços por uso do espectro (Abradee, 2011c).

Tabela 4.19 - Taxas e preços por uso do espectro no âmbito de redes inteligentes (Abradee, 2011c).

Taxa; Preço	Valor	Aplicação	Observação
TFI	R\$ 134,08 (Base ou Repetidora) R\$ 26,83 (Fixa) R\$ 26,83 (Móvel ou Portável)	Por estação licenciada, uma única vez no ato da autorização do uso da frequência.	Será cobrada nova TFI a cada alteração das condições técnicas de qualquer estação.
TFF	50% da TFI	Por estação licenciada, anualmente, no primeiro trimestre.	A TFF é cobrada no ano seguinte ao início da operação.
PPDUR	R\$ 400,00	Por estação licenciada, uma única vez durante a vigência da licença (10 anos), no ato da autorização do uso da frequência.	Os valores são obtidos através de um equacionamento complexo constante da Resolução Anatel nº 387/2004 e depende das condições de uso do espectro. O valor de R\$ 400,00 é estimado.
PPDEST	R\$ 400,00	Uma única vez no ato da autorização para a prestação do serviço.	

Pela análise da Tabela 4.19 e pelas conclusões do estudo da Abradee, além do preço público pela autorização, é necessário o pagamento para licenciamento das estações, valor que varia de acordo com diferentes fatores (frequência de operação, largura de faixa, área de atendimento, período de atendimento, local, entre outros). Com isso, dependendo das condições, esse preço pode ser extremamente alto (Abradee, 2011c).

Ainda no âmbito do projeto conduzido pela Abradee foi montado um exemplo com uma cidade hipotética com 100 mil UCs, cujos medidores são telecomandados por meio de 2000 concentradores em uma rede NAN e rede *Backhaul*. Neste exemplo, a partir dos gastos com TFI, TFF, PPDUR e PPDEST (cujos valores foram baseados na Tabela 4.19), o dispêndio total seria de R\$ 4,82 milhões como valor de entrada, acrescidos de R\$ 1,61 milhões por ano. A Figura 4.24 ilustra essa estimativa (Abradee, 2011d).

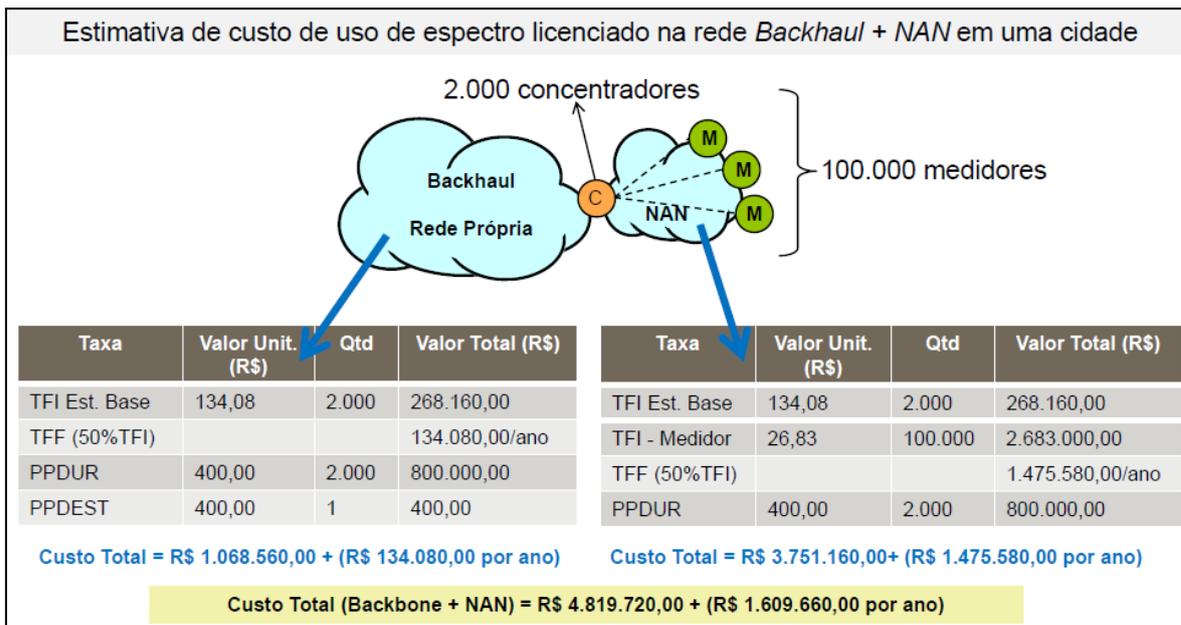


Figura 4.24 - Projeções de gastos com taxas e preços por uso do espectro em uma cidade com cem mil unidades consumidoras (Abradee, 2011d).

Apesar de já estarem regulamentadas e de serem cobrados em outros ramos com aplicações de serviços de telecomunicações, esses valores não são arrecadados no setor elétrico brasileiro, pois ainda não existem aplicações difundidas de redes inteligentes (“não há mercado”). Assim, há um pleito no setor elétrico para que essas taxas e preços não sejam cobrados, ou que exista uma mudança nos valores. As distribuidoras argumentam que a regulamentação foi baseada em uma realidade distinta e que cada unidade consumidora não deveria ser considerada uma estação. O pleito também se baseia no fato de ser uma cobrança que não existe atualmente (“não há mercado”) e, com isso, não acarretariam prejuízos de arrecadação advindos de uma desoneração (não seria uma receita que deixaria de existir, mas apenas uma arrecadação que poderia ocorrer e não ocorrerá em prol da melhoria de um serviço essencial – distribuição de energia elétrica).

Esses gastos não foram considerados nesta AIR, baseado no fato de que uma desoneração é necessária e pode ocorrer, conforme mencionado no parágrafo anterior. Complementarmente, as taxas e preços não são cobrados em todos os tipos de telecomunicação passíveis de utilização no contexto de redes inteligentes. Nas análises custo-benefício conduzidas pela Aneel e pela Abradee, esses gastos também não foram considerados.

Entre os custos não contabilizados nesta análise, esse é considerado o mais relevante e seria o único capaz de levar a alterações nos resultados finais. A partir do exemplo da Figura 4.24 e considerando um montante de 124,7 milhões de medidores (Grau Avançado), os custos com taxas e preços por uso do espectro poderiam atingir R\$ 8 bilhões em valores correntes (valores totais).

4.9.2 - Adequação de caixas de medição e necessidade de obras civis

Esse custo se refere à eventual adequação do padrão de entrada das unidades consumidoras, notadamente em caixas/quadros/painéis de medição, pontaletes, isoladores e disjuntores. Em alguns casos, até mesmo reformas e obras civis poderiam ser necessárias nas UCs.

Apesar de não ter sido citada expressamente em outras análises custo-benefício, essa necessidade de adequação foi verificada em alguns dos pilotos conduzidos no Brasil, em especial nos projetos Sete Lagoas/Cemig e Parintins/Eletrabras¹⁰³, conforme Tabela A.16 e Tabela A.22 do Apêndice A.

O presente trabalho não contabiliza esses gastos, pois as adequações não são necessárias em todas as UCs. Além disso, em muitas unidades onde mudanças são necessárias, essa já seria a realidade existente e a adequação não seria decorrente da implantação de redes inteligentes. Para aquelas onde seria preciso algum tipo de adaptação, existem incertezas nas estimativas, pois os custos não seriam uniformes em todas as UCs.

4.9.3 - Custo do abate

Existe um gasto para retirada dos medidores eletromecânicos que não estavam totalmente depreciados no início do tempo de análise (mesmo ainda com vida útil remanescente, esses

¹⁰³ No levantamento de campo realizado pela Eletrabras no Projeto de Parintins, 73% das caixas de medição foram enquadradas no estado “Bom” e o restante foi classificado nas condições “Substituir” (25%); “Sem Tampa” (2%); “Em Madeira/Padrão antigo” (menos de 1%). Para o conjunto Poste/Pontalete/Isolador, novamente 73% foram enquadrados no estado “Bom” e o restante foi classificado nas condições “Substituir” (15%); e “Partido/Emendado” (11%). Com relação à Chave/Disjuntor, 80% foram enquadrados no estado “Bom” e o restante classificado como “Substituir” (20%) (Eletrabras, 2011).

medidores eletromecânicos serão trocados em razão da implantação do programa de redes inteligentes). Esse gasto é denominado custo do abate.

Esse item não foi considerado relevante em outras experiências, já que poucas análises o consideraram expressamente. No Reino Unido, considerou-se apenas custo de £ 1,00 por medidor (DECC, 2012). A análise em Portugal considera que existem gastos decorrentes da substituição antecipada de medidores convencionais e o resultado final é muito pouco significativo (Erse, 2012).

Nesta análise, optou-se por não considerar esse gasto, uma vez que há incerteza na valoração e esse seria um custo pequeno quando comparado com os custos de redes inteligentes.

4.9.4 - Descarte dos medidores eletromecânicos

Um ponto que deve ser analisado diz respeito a qual seria a destinação e quais seriam as soluções para o descarte dos medidores eletromecânicos retirados de campo.

Esse tema foi alvo de questionamento realizado pela Aneel na Consulta Pública nº 15/2009, instaurada com objetivo de obter subsídios e informações para implantação da medição eletrônica em baixa tensão. Segundo o documento da Aneel que compilou as respostas e contribuições recebidas na referida Consulta, fabricantes e distribuidoras manifestaram soluções simples e viáveis para a questão do descarte de equipamentos, de modo que essa “*não seria uma etapa crítica*” (Aneel, 2009).

Os fabricantes manifestaram interesse em montar uma logística reversa, com uma empresa especializada em receber os ativos e dar destinação final. A Abinee pontuou que os descartes são fáceis, já que todas as partes dos medidores eletromecânicos são recicláveis. Segundo a Associação, para o descarte dos medidores eletromecânicos “*já existe uma empresa de logística reversa (recolhimento e destinação final) contatada*”. Ressaltou ainda que “*essa mesma empresa facilmente interessar-se-á pelo recolhimento dos medidores eletrônicos*”. Complementarmente, outras contribuições citaram a possibilidade de revenda dos equipamentos para países que permanecem utilizando a medição eletromecânica. A Abradee, por exemplo, ressaltou que “*mesmo que o Brasil deixe de utilizar medidores*

eletromecânicos, existe um grande mercado externo que ainda utilizará estes equipamentos”. Já a Ampla pontuou que os medidores descartados são sucateados e suas partes já são vendidas a uma empresa de reciclagem (Aneel, 2009).

Ou seja, o descarte de medidores eletromecânicos poderia ser considerado até mesmo um benefício, uma vez que poderia ser obtido algum valor monetário com a venda do equipamento retirado de campo.

Apesar de terem considerado valor nulo, as análises conduzidas em Portugal (Erse, 2012) e na Holanda (SenterNovem, 2005) mencionam que pode existir algum valor residual dos medidores convencionais substituídos antes do final da sua vida útil.

Assim, considerando que pode existir mercado em outros países e que os componentes (ferro, alumínio, cobre e vidro) são recicláveis e possuem valor de mercado, esta AIR não contabilizou valor relacionado ao descarte dos medidores eletromecânicos.

4.9.5 - Taxa de reinstalação e taxa de falha

Em alguns casos, há a necessidade de nova instalação de medidores ou outros equipamentos para resolver problemas técnicos ocorridos durante o processo de implantação (taxa de reinstalação). Também existem casos em que o equipamento deve ser trocado após certo tempo em campo, mesmo antes do fim da vida útil (taxa de falha). De toda forma, com o atual estado da arte e o avanço tecnológico, essas taxas tendem a cair cada vez mais.

Entre as experiências pesquisadas esses problemas não foram apontados como críticos. No caso da análise conduzida na Irlanda, considerou-se uma taxa de reinstalação de 3% a 5%, mas não foram citados problemas com taxa de falhas (CER, 2011a).

4.9.6 - Custo social com o fim das atividades dos leituristas

Se por um lado a implantação de leituras remotas traz redução de custos operacionais, por outro pode gerar um impacto social decorrente do fim das atividades realizadas pelos leituristas.

Caso não sejam realizadas capacitação e realocação desses empregados, pode se chegar a situação onde os leituristas seriam despedidos. A modernização, automação e otimização dos serviços tendem a extinguir empregos de baixa qualificação. Essa é uma situação que ocorre em vários setores, com exemplos nos diversos segmentos da indústria e na prestação de serviços. Na agricultura, esse tipo de situação aconteceu, por exemplo, na colheita de café e cana de açúcar, onde já existe processo mecânico automatizado. No setor de telecomunicações, o avanço nas tecnologias também exigiu dos trabalhadores capacitação e realocação para conservação dos empregos.

Nesta análise, optou-se por não considerar esse gasto, uma vez que há incerteza na valoração. Além disso, conforme será discutido posteriormente no Item 4.10.14, um programa de redes inteligentes pode impulsionar o desenvolvimento da atividade econômica no país e, inclusive, criar empregos e incentivar a mão de obra especializada.

4.9.7 - Custo de oportunidade do tempo dos consumidores

Algumas análises internacionais consideram o tempo despendido pelos consumidores com a instalação de medidores e com o aprendizado de novas tarifas e faturas, conforme mostra a Tabela B.21 do Apêndice B. Em geral, esse custo é valorado pelo salário médio por hora.

Esta AIR não contabilizou custo de oportunidade do tempo dos consumidores, em função do valor de salário praticado no Brasil ser relativamente inferior a outras referências internacionais, conforme discutido anteriormente e mostrado na Figura 4.20. Complementarmente, a estimativa desse custo envolveria alta incerteza.

4.10 - BENEFÍCIOS NÃO CONTABILIZADOS NA AIR

Os itens a seguir mostram um detalhamento sobre benefícios não contabilizados na análise. Tais informações não foram consideradas entre os valores monetários, pois ou envolvem externalidades ou impactos transversais (fora do setor elétrico) ou ainda não foi possível uma valoração. Em alguns casos, são apresentados dados onde monetização foi possível, mas a contabilização é inviável em função de incertezas e da falta de resultados práticos.

4.10.1 - Mercado livre

Devido ao monopólio natural existente no segmento de distribuição, um consumidor não escolhe a distribuidora e não tem alternativa para o acesso físico das instalações elétricas da UC. Todavia, dependendo do desenho do setor, o consumidor pode exercer opção de escolha na compra de energia elétrica: trata-se do mercado livre, segmento onde se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais livremente negociados. No Brasil, esse mercado é denominado Ambiente de Contratação Livre – ACL com aplicação no atacado e atualmente está limitado a grandes consumidores, na maior parte dos casos no Grupo A (média e alta tensão).

Em outros países, essa situação é diferente e há aplicação no varejo. Na União Europeia, ocorreu em 2007 a abertura do mercado de energia elétrica também para consumidores em baixa tensão, incluindo residenciais. Em outros locais, como o estado norte americano do Texas, também há mercado livre para unidades atendidas em baixa tensão.

Devido à possibilidade de melhoria do funcionamento do mercado de energia elétrica, no Reino Unido, é dos comercializadores a responsabilidade pela aquisição, instalação e operação dos sistemas de medição avançada, incluindo os próprios medidores e equipamentos associados, tais como o IHD (DECC, 2012). Já na Holanda, apesar da responsabilidade não ser tão abrangente quanto no Reino Unido, os comercializadores têm papel fundamental na implantação (Kema, 2010).

Nesse contexto, a infraestrutura de medição inteligente se configura em etapa essencial para o desenvolvimento de um mercado livre. Aliás, grandes benefícios são considerados em análises internacionais, uma vez que há agilidade e não é necessária cobrança de um custo direto para mudança de comercializador (não há custos operacionais com intervenção local para leitura e troca de medidor), o que incentiva consumidores a aderirem o mercado livre e estimula a competição, ampliando opções de compra.

Ademais, há possibilidade de agentes comercializadores acessarem diretamente as informações de consumo dos clientes, criando meios para que suas ofertas comerciais sejam mais diversificadas e adequadas a cada segmento, permitindo aumentar a versatilidade na configuração de preços da energia, além de desenvolver serviços

complementares. Portanto, o setor é favorecido pela eficiência e com agentes comercializadores mais ativos na busca de competitividade.

Conforme mostra a Tabela B.38 do Apêndice B, esses ganhos são considerados em outras análises internacionais. A maior parte dos benefícios é devida ao fato de a estrutura inteligente tornar o processo de mudança de comercializadores mais barata e mais simples. Complementarmente, em alguns casos, o aumento da competitividade também é mencionado como benefício. A partir das informações disponibilizadas na Tabela, note que esse é o maior benefício na análise conduzida na Holanda e possui grande destaque nas avaliações da Irlanda e Reino Unido.

Além dos ganhos supracitados, os documentos pesquisados mencionam que outros benefícios surgem do mercado livre (“efeito carona”) como, por exemplo, redução de demanda e de consumo (e conseqüente redução de emissões), gerenciamento e redução das faturas dos consumidores e melhoria no atendimento comercial (como efeito da competição entre comercializadores).

Apesar da grande relevância em outros países, os ganhos relacionados ao mercado livre não são computados na presente AIR, pois esse tipo de modelo não é aplicado para baixa tensão no Brasil. Contudo, destaca-se que os custos e a infraestrutura considerados nesta AIR são um incentivo para futuras mudanças no mercado brasileiro, com abertura para novas possibilidades, aumento da competição e redução da fatura dos consumidores. Assim, ainda que não contabilizados, esses benefícios são proeminentes.

4.10.2 - Valor residual dos equipamentos e sistemas de redes inteligentes

No caso de ativos com longos prazos de vida útil, um valor residual pode ser adicionado ao final do período de avaliação para refletir seu valor líquido ainda não depreciado (seria um investimento com um sinal de menos, ou seja, um ganho). Essa é uma recomendação da Comissão Europeia a todos os países membros e está no âmbito de projetos de infraestrutura em geral, não apenas para o setor elétrico (EC, 2008).

Nesta AIR, essa ação poderia ser adotada para todos os ativos de medição, automação, telecomunicações e TI não depreciados ao final do tempo de análise de 30 anos. Contudo, optou-se por uma postura conservadora e não foram considerados esses valores residuais.

Uma justificativa para essa postura é que esses ativos poderiam ser considerados como custos afundados e não poderiam ser reaproveitados em outros lugares ou, caso fossem, teriam os valores reduzidos.

Contudo, em oposição ao conceito de custos afundados, esses ativos são de uso contínuo e permanecem produzindo benefícios mesmo após o 30º ano. Uma opção seria considerar o valor presente dos benefícios que ocorreriam em função dos equipamentos já instalados e não depreciados.

Como nenhuma das análises pesquisadas contabilizou expressamente esses ganhos, optou-se neste trabalho por uma postura conservadora e os benefícios não foram considerados.

4.10.3 - Maiores valores de vida útil

No caso de investimentos em ativos com valores de vida útil distintos, foi considerado o menor valor entre os ativos de medição, automação e telecomunicações (13 anos). Para TI foi adotada vida útil de 5 anos.

Conforme já destacado, caso fossem adotados maiores valores de vida útil, os benefícios líquidos também seriam maiores, uma vez que menores custos seriam contabilizados (menor depreciação e, portanto, compras mais espaçadas no tempo). Ou seja, nesta AIR a renovação do ativo por um curto tempo de vida foi contabilizada como um custo adicional.

Optou-se nesta AIR por uma postura conservadora, como forma de afirmar que uma atualização mais rápida pode ser realizada, refletindo a importância desses equipamentos e considerando possíveis avanços tecnológicos.

4.10.4 - Pré-pagamento

O faturamento nessa modalidade consiste no pagamento de forma prévia ao efetivo consumo ou utilização do produto/serviço (o que permite ao cliente definir o montante que pretende consumir ao pagar antecipadamente).

Trata-se de uma prática comum em vários segmentos do mercado. Especificamente em serviços públicos, destacam-se os setores de transporte, telefonia pública fixa (“orelhões”) e telefonia móvel¹⁰⁴.

No setor elétrico mundial, várias são as experiências com pré-pagamento¹⁰⁵. Diversos países já conduziram pilotos e(ou) estão em fase de aplicação permanente em grande escala: África do Sul, Argentina, Austrália, Bolívia, Canadá, China, Colômbia, Estados Unidos, Finlândia, França, Índia, Inglaterra, Irlanda, Irlanda do Norte, México, Moçambique, Nova Zelândia, Peru e Venezuela (Lamin, 2009; Abinee, 2011; Aneel, 2012a).

No Brasil, experiências em pequena escala já foram realizadas: sistema *Cash Power* na Eletropaulo (Lamin, 2009); piloto na AMPLA (Resolução Autorizativa - REA nº 391/2005); e testes em comunidades isoladas da região norte na Celpa (REA nº 1.822/2009) e na Amazonas Distribuidora de Energia - Adesa (REA nº 2.150/2009) (Aneel, 2013a).

Nesse contexto, existem diversas vantagens para o setor elétrico decorrentes da aplicação da modalidade de pré-pagamento. São elas:

¹⁰⁴ Segundo dados de dezembro de 2012 da Anatel, o serviço móvel pessoal na modalidade pré-pago corresponde a 80,8% do total do mercado (Anatel, 2012).

¹⁰⁵ Em 2011, os medidores de pré-pagamento instalados no mundo superaram 20 milhões e existe uma estimativa de crescimento anual de 9,1%, o que levaria esse número a aproximadamente 44 milhões em 2020 em todo o mundo (Pike Research, 2013c).

- Redução dos níveis de inadimplência (redução do número de maus pagadores e de inadimplentes, com diminuição de conflitos relacionados a dificuldades de cobrança)¹⁰⁶;
- Redução de custos operacionais e administrativos (redução da emissão de notificações de suspensão do fornecimento para os casos de inadimplemento e redução das respectivas ações de corte e religamento, além de não existir necessidade de leituras, emissões e entrega de faturas – todas essas atividades podem ser realizadas automaticamente pelo próprio medidor);
- Redução do furto e fraude (redução de perdas não técnicas)¹⁰⁷;
- Eficiência energética - EE (estímulo ao uso racional)¹⁰⁸;
- Redução do nível de reclamações por suspensão e por faturamento incorreto (maior transparência no processo de contabilização e faturamento)¹⁰⁹;
- Melhoria do fluxo de caixa da distribuidora por meio de antecipação de receita;

¹⁰⁶ Em Moçambique, onde a implantação se iniciou em 1995 em pequena escala e a partir de 2005 tomou maiores proporções, o pré-pagamento implicou no aumento do índice de cobrança de 88% em 2001 para 97% em junho de 2011 (EDM, 2011). Já na ACB conduzida no Reino Unido, é considerado um ganho de redução de inadimplência de £ 2,20 por consumidor por ano, parcialmente devido ao pré-pagamento (DECC, 2012).

¹⁰⁷ Na experiência de Moçambique, o pré-pagamento viabilizou a redução das perdas não técnicas de 43% em 1995 para 21% em 2011 (EDM, 2011).

¹⁰⁸ Em uma amostra com 45.149 UCs na Irlanda do Norte, onde os medidores atuaram na modalidade de pré-pagamento com display fornecendo informações e opções de recarga em tempo real (“*real-time keypad display*”), a redução média de consumo foi de 19,5% (ACEEE, 2012). Na África do Sul, experiências atingiram até 20% de redução do consumo com o pré-pagamento (AMEU, 2011). Em experiência na Argentina com 5.000 UCs, a redução de consumo foi de aproximadamente 35% (média de consumo pré-pago é de 260 kWh/bimestre versus média de consumo de 410 kWh/bimestre no faturamento convencional) (Edenor, 2009b).

¹⁰⁹ Na experiência da Irlanda do Norte, foi verificada redução de 8% nas chamadas para *Call Centers*, com quase nenhuma queixa relatada. Adicionalmente, significativas vantagens para os negócios foram mencionadas em gestão de dívidas e na redução dos custos de faturamento. Como resultado, tarifas mais baratas foram oferecidas com 2,5% de desconto (Ofgem, 2006).

- Viabilização de cobrança para UC de difícil acesso e(ou) de uso temporário (casas de veraneio, balneários, sítios, escritórios, exposições, imóveis alugados, etc.); e
- Melhoria do relacionamento com os consumidores¹¹⁰;
- Para os consumidores, destaca-se a ampliação das ofertas comerciais disponíveis, com consequente possibilidade de programação do orçamento familiar. A modalidade permite a flexibilidade que os consumidores necessitam para adequarem seus pagamentos. Com o gerenciamento do consumo e diminuição das perdas por desperdício, existe a possibilidade de redução do endividamento com faturas de energia elétrica e, assim, a modalidade de pré-pagamento pode ainda causar o resgate da dignidade dos consumidores antes devedores¹¹¹.

Os vários benefícios do pré-pagamento levaram a Aneel a instaurar a Audiência Pública nº 48/2012. Segundo a proposta da Agência, trata-se de *“uma alternativa a mais, tanto para os consumidores que as considerarem mais interessantes e vantajosas, como para as distribuidoras que nelas vislumbrarem uma ferramenta adequada de faturamento”*. Ainda segundo a Agência, *“em hipótese alguma deverá haver a imposição da opção por determinada modalidade a qualquer consumidor”* (Aneel, 2012a).

Destaca-se que, a partir das atuais tecnologias, o mesmo medidor pode ser utilizado para qualquer modalidade de faturamento, sem a necessidade de substituição e com reconfiguração remota (ao contrário do que ocorria no passado). Nesse contexto, diferentes documentos afirmam que medidores eletrônicos podem atuar tanto como pré-pagamento, quanto como pós (CER, 2011a; DECC, 2012; Erse; 2012; Light, 2012). Além de facilitar as opções dos consumidores, esse fato não impõe novos custos e prazos longos.

¹¹⁰ Diversas experiências internacionais relatam reduzidas reclamações e altos níveis de aceitação dos consumidores. Na Colômbia, pesquisas de opinião realizadas pela distribuidora EPM demonstram que 91% dos consumidores entrevistados afirmaram estarem “Completamente Satisfeitos/Satisfeitos com o pré-pagamento”. Na Argentina, a distribuidora Edenor verificou que 94,7% dos consumidores consideram o sistema “Muito bom/bom”. No Peru, segundo pesquisa realizada pela ADINESA (distribuidora peruana), 98% dos consumidores pesquisados consideram o pré-pagamento “Regular ou Bom” (Aneel, 2012a).

¹¹¹ Na Colômbia, 91% dos entrevistados informaram que conseguiram economizar dinheiro. Na Argentina, 92% dos consumidores informaram que o pré-pagamento ajudou na economia familiar. No Peru, 90,7% dos entrevistados afirmaram que o pré-pagamento os ajudou a melhorar o orçamento (Aneel, 2012a).

Nesta AIR, foram contabilizados gastos com equipamentos e sistemas de medição, telecomunicações e TI que podem ser utilizados para faturamento na modalidade de pré-pagamento a partir de custos marginais mínimos. Os próprios *web sites* poderiam operar como canais de vendas *on line*. Basicamente, existiriam custos adicionais com implantação de terminais para recarga e postos de vendas físicos, além de gastos iniciais com comunicação e sensibilização da sociedade em geral.

Apesar da extensa gama de benefícios com pré-pagamento, nesta AIR os ganhos foram incluídos apenas na categoria “redução de inadimplência”. De toda forma, a possibilidade de implantação desta modalidade ajuda a viabilizar e justificar muitos dos benefícios contabilizados neste trabalho, em especial: redução de gastos com *Call Center*; redução da emissão de faturas de papel; redução de custos operacionais; redução do consumo de energia; redução de ponta e redução de perdas não técnicas.

4.10.5 - Pós-pagamento eletrônico

Essa modalidade também é objeto da Audiência Pública nº 48/2012 instaurada pela Aneel. No pós-pagamento eletrônico, ao fim de cada ciclo de faturamento é realizada a apuração do consumo e a sinalização para que o consumidor efetue o pagamento, iniciando-se o prazo regulamentar para que o consumidor pague esse débito. Computado o pagamento, prossegue-se com o fornecimento até o fim do ciclo seguinte, quando outra vez começa o procedimento descrito. Se o consumidor não quitou os débitos em tempo hábil, o medidor realizará o corte do fornecimento de modo automático, por meio de prévia notificação de suspensão realizada pelo próprio equipamento (Aneel, 2012a). A diferença frente ao faturamento convencional é que no pós-pagamento eletrônico não há deslocamento de leiturista, não há emissão de fatura de papel e as operações de corte e religamento são feitas automaticamente pelo medidor.

O pós-pagamento eletrônico apresenta os mesmos benefícios e são válidas as considerações supracitadas sobre o pré-pagamento, com exceção de custos com postos de venda que não existem neste caso.

4.10.6 - Multi-utility

Por meio da funcionalidade conhecida como AMM+MU (*Automated Meter Management + Multi-utility*), o medidor eletrônico de energia elétrica permite a interação com outros medidores de serviços públicos, como água e gás. Assim, o medidor está apto a receber dados de outros serviços e comunicá-los remotamente por meio do sistema de telecomunicações e da infraestrutura das empresas de distribuição de energia elétrica.

Nesse cenário, as distribuidoras receberiam um pagamento por esse serviço e poderiam auferir receitas extras com a leitura de outros medidores. Além das distribuidoras, os consumidores de energia elétrica também seriam beneficiados, já que parte do ganho com outras receitas é repassado aos usuários, contribuindo para a modicidade tarifária.

Esse tipo de possibilidade é mais comum em outros países, notadamente onde a distribuidora de energia elétrica é a mesma empresa fornecedora de gás, como ocorre nos Estados Unidos, Canadá e alguns países europeus. Nesses casos, existem ganhos de escala. Nas análises conduzidas na França, Portugal e Reino Unido, a funcionalidade *multi-utility* foi avaliada entre os possíveis cenários. “*Tendo a Holanda a rede de gás natural mais densa do mundo*”, essa funcionalidade foi considerada padrão desde o início das avaliações. Na Irlanda também foi sugerido que o medidor funcione como um *hub* para o medidor de gás através da porta específica para *multi-utility*, facilitando assim uma infraestrutura comum de comunicações para eletricidade e gás natural (Kema, 2012b).

4.10.7 - Nível de tensão

Esse benefício está relacionado tanto com o controle de tensão e a redução dos distúrbios de qualidade do produto, quanto com o fim das campanhas de medição necessárias para a aferição de indicadores relacionados ao nível de tensão¹¹².

¹¹² O Módulo 8 do Prodist estabelece regras relacionadas a perturbações na forma de onda de tensão em regime transitório e a nível de tensão em regime permanente. Para regime permanente, existem indicadores, limites e obrigatoriedade de medição amostral trimestral (campanhas de medidas) e medição por solicitação do consumidor. Caso esses limites de nível de tensão em regime permanente sejam ultrapassados e não exista correção no prazo regulamentar, a distribuidora é obrigada a pagar uma compensação (R\$) ao consumidor enquanto o problema não for corrigido (Aneel, 2013c).

Segundo o guia de redes inteligentes da Comissão Europeia que apresenta recomendações aos países membros, a localização de falhas de alta impedância com mais rapidez e precisão e a adição de funções de armazenamento (*storage*) reduzem a frequência e gravidade de distúrbios. Essas afirmações estão no contexto de flutuações momentâneas de tensão (*sags and swells*), mas também há afirmativas sobre controle de tensão e melhoria dos níveis em regime permanente. Nesse contexto, além da melhoria da qualidade do produto percebida pelos usuários, há benefícios em redução de perdas técnicas (EC, 2012).

A partir das funcionalidades da medição e dos sistemas de telecomunicação, outra vantagem diz respeito à redução de custos operacionais, uma vez que as campanhas de medidas e visitas às unidades consumidoras seriam evitadas (o nível de tensão no consumidor pode ser monitorado remotamente não sendo necessário deslocamento ao local). Algumas experiências internacionais consideram a redução de custos operacionais, conforme mostra a Tabela B.39 do Apêndice B.

4.10.8 - Energia reativa

Conforme a definição clássica, a energia reativa é aquela que não realiza trabalho efetivo, todavia é responsável pela produção de fluxo magnético necessário ao funcionamento de máquinas, servindo para magnetização de bobinas de motores, transformadores, geradores e outros equipamentos.

O excesso de energia reativa exige condutores de maior bitola e transformadores de maior capacidade, além de provocar aquecimento e queda de tensão. Entre os benefícios com redução de energia reativa estão o melhor aproveitamento das instalações (condutores e transformadores), a redução de perdas e o aumento da vida útil de equipamentos.

Durante a Consulta Pública nº 15/2009 realizada pela Aneel, as distribuidoras destacaram a possibilidade de receita extra obtida com a medição e o faturamento de excedentes reativos de consumidores em baixa tensão (Aneel, 2009).

Com isso, a existência dessa funcionalidade em medidores eletrônicos torna possível, quando couber¹¹³, o faturamento da energia reativa para unidades consumidoras em baixa tensão. Caso o faturamento não seja possível em alguns casos, ainda existem benefícios, já que o controle e o registro pelas distribuidoras são viabilizados.

4.10.9 - Sensibilidade a pequenas cargas

Uma das características dos medidores eletrônicos é a maior sensibilidade a pequenas cargas quando comparados a medidores eletromecânicos tradicionais do tipo indução: o medidor eletrônico é acionado por uma baixa corrente de partida, o que implica no faturamento de pequenas cargas e equipamentos ligados em modo de espera (*stand-by*).

Estudos mostram que o medidor eletrônico inicia a contagem do consumo com uma corrente de partida típica de 10 mA, enquanto o medidor eletromecânico inicia a medição com uma corrente de partida típica de 100 mA (Costa, 2008). Em uma experiência da Cemig em uma amostra de 1.100 UCs, onde a única ação foi a substituição de medidores eletromecânicos por eletrônicos, o acréscimo de faturamento foi de 1,3%, considerando-se as médias mensais de 6 meses anteriores à instalação e dos 6 meses posteriores, além de fatores relacionados à sazonalidade, quando aplicáveis (Cemig, 2008).

O resultado dessa sensibilidade é um aumento no faturamento, já que é possível medir o consumo antes não percebido pelos medidores eletromecânicos – trata-se de redução de perdas não técnicas. Apesar de não ter sido contabilizado, esse fato também ajuda a justificar a redução de perdas não técnicas considerada neste trabalho.

4.10.10 - Perdas técnicas do medidor

Outra vantagem dos medidores eletrônicos frente aos eletromecânicos refere-se ao menor “consumo próprio” do equipamento, ou seja, menores perdas técnicas do medidor.

¹¹³ Atualmente, a regulamentação - REN nº 414/2010 - permite o faturamento por meio de medição obrigatória e permanente (Aneel, 2013a). Contudo, existe debate instaurado pela Aneel - Audiência Pública nº 065/2012 - com proposta de não permitir a cobrança do excedente de reativos para UCs residenciais. A proposta mantém a possibilidade de cobrança facultativa do excedente de reativos para UCs rurais, comerciais, industriais, iluminação pública e demais classes (Viera & Lamin, 2012).

Enquanto medidores eletrônicos possuem perda técnica de 0,5W, o eletromecânico apresenta valores maiores, totalizando 2,0W (RSCAS, 2008). No cálculo de perdas realizado pela Aneel, conforme Módulo 7 do Prodist, para os medidores são computadas as perdas nas bobinas de tensão e é considerado 1 W de perda por circuito de tensão para medidores eletromecânicos e 0,5 W para eletrônicos (Aneel, 2013c).

Contudo, as perdas técnicas aumentam à medida que cresce o número de funcionalidades inseridas nos medidores eletrônicos. Se comparadas às redes convencionais, há ainda maior quantidade de equipamentos nas redes inteligentes (sensores, concentradores, comunicadores, etc.), fato que implica em maiores “consumos”. Diante desse contexto, esse não foi um benefício contabilizado nesta AIR.

4.10.11 - Gestão de ativos

Estudos do EPRI defendem que, a partir do conhecimento dos estados dos equipamentos e dos esforços a que eles foram submetidos, é possível aperfeiçoar a gestão de ativos. Dados de sensores utilizados em conjunto com os bancos de dados históricos, informações sobre falhas e dados operacionais e de desempenho permitem uma melhor alocação de recursos e redução de avarias. Trata-se de ação operacional mais eficiente, de diagnóstico mais robusto e de utilização dos ativos por um período maior (EPRI, 2011).

Algumas análises consideram ganhos com gestão de ativos, conforme mostra a Tabela B.40 do Apêndice B. Esses benefícios decorrem do maior controle da rede e da redução de interrupções e de sobrecarga. Os ganhos emanam de redução de gastos com avarias e manutenção de fusíveis, disjuntores, transformadores, entre outros equipamentos.

Considerando que essas informações são de difícil obtenção e envolvem altas incertezas, esta AIR não contabilizou benefícios com gestão de ativos.

4.10.12 - Mais informações disponíveis e melhores dados para planejamento

Informações mais frequentes e detalhadas disponibilizadas por medidores inteligentes - em especial sobre carregamento da rede e nível de tensão - permitiriam realizar o

planejamento de modo mais preciso e eficiente (informação histórica mais detalhada permitiria a identificação mais fácil de gargalos nas redes, o que resultaria em melhor direcionamento dos investimentos e reforços das redes).

Algumas das análises pesquisadas consideram benefícios advindos da maior quantidade de informações, conforme mostra a Tabela B.41 do Apêndice B. Complementarmente, estudos do EPRI também apontam ganhos a partir de ampla disponibilidade de dados e avaliações probabilísticas: maior utilização da rede é possível e há progresso nas ações de planejamento (EPRI, 2011).

Em função das incertezas envolvidas, novamente optou-se por uma postura conservadora.

4.10.13 - Cidades digitais e compartilhamento de infraestrutura

Também é possível a integração da infraestrutura de redes inteligentes, em especial telecomunicações, para outras utilizações além do setor elétrico. Trata-se do conceito de cidades digitais e compartilhamento de infraestrutura, atendendo quesitos como impacto social, inovação e sustentabilidade.

É neste contexto que o documento do EPRI afirma que redes inteligentes viabilizam também “*aumento da segurança, bem estar e qualidade de vida*” (EPRI, 2011). Documento anterior do EPRI também afirma sobre a existência de “*externalidades positivas*” e “*bem-estar social*” (EPRI, 2010).

Além de induzir para eficiência energética, inserção de fontes limpas e redução de emissões, as redes inteligentes podem contribuir em outros aspectos no cenário urbano, tais como mobilidade elétrica (bicicletas e carros elétricos), iluminação pública eficiente (luzes de LED telecomandadas, com maior luminosidade e menores consumos), segurança pública (compartilhamento de infraestrutura de telecomunicações para monitoração por câmeras e outros dispositivos) e prédios inteligentes.

Devido ao projeto piloto em Búzios, a cidade foi inserida no ranking mundial das 100 cidades inteligentes com projetos de infraestrutura urbana, de acordo com o relatório

“*Infrastructure 100: World Cities Edition*”, da consultoria KPMG¹¹⁴. Nesse caso, além dos benefícios para o setor elétrico, é possível “*aprimorar a qualidade dos serviços públicos, além de melhorar a segurança dos buzianos e turistas*”¹¹⁵.

Ainda com relação a compartilhamento de infraestrutura, os próprios ativos do setor elétrico podem disseminar sistemas de comunicação, tais como a tecnologia PLC (que utiliza a rede elétrica como meio de transporte para a comunicação digital ou analógica de sinais, tais como: internet, vídeo, voz, entre outros) e até mesmo uma visão futurista de medidor funcionado como *modem* provedor de banda larga.

Por se tratarem de externalidades positivas e de um conjunto de benefícios de difícil mensuração, não foram computados esses ganhos nesta análise.

4.10.14 - Desenvolvimento da atividade econômica

No contexto do desenvolvimento da atividade econômica estão incluídos diferentes benefícios ao país, tais como avanço tecnológico e progresso no parque industrial, formação de conhecimento nacional e de mão de obra especializada, ampliação de mercado com exportação de tecnologia e produtos, geração de empregos e acréscimo na arrecadação de impostos.

Um dos motivadores dos estudos do citado Grupo de Trabalho do MME foi a possibilidade de produção de equipamentos no Brasil. O relatório do Grupo defende que os investimentos na indústria serão autônomos, na medida em que será criado um mercado por novos produtos e serviços, o que possibilitará a recuperação dos investimentos. O documento também estima que um programa de redes inteligentes possibilite exportação

¹¹⁴ Em um contexto que extrapola o setor elétrico, o projeto da Cidade Inteligente Búzios foi listado na nona posição entre os mais relevantes pela publicação. Um sumário sobre esse relatório pode ser obtido em http://www.kpmg.com/br/pt/estudos_analises/artigosepublicacoes/paginas/release-infrastructure100.aspx (acesso em 8/5/2013).

¹¹⁵ Citação da revista eletrônica Guia das Cidades Digitais. Mais informações estão disponíveis em: <http://www.guiadascidadesdigitais.com.br/site/pagina/bzios-est-no-ranking-das-100-cidades-inteligentes-do-mundo-em-energia> (acesso em 8/5/2013).

de tecnologias, produtos e serviços, especialmente para a América Latina. Um dos resultados é a ampliação do conhecimento nacional e a formação de mão de obra especializada, “*a exemplo do que ocorreu com a televisão digital*” (MME, 2011).

Nesse contexto, destaca-se a possibilidade de ampliação da arrecadação de impostos em decorrência da fabricação de novos equipamentos e do aumento do nível de empregos, o que permite a distribuição de recursos para a sociedade em geral. Segundo estimativas do MME, a implantação de redes inteligentes no Brasil implicaria em um aumento da arrecadação de aproximadamente R\$ 200 milhões (MME, 2011). Em Portugal, esse é um benefício citado (“*efeitos sobre receitas fiscais*”), mas não quantificado (Erse, 2012).

No Brasil, dados de 2010 mostram saldo positivo para a balança comercial da indústria elétrica e eletrônica no ramo de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica: US\$ 740 milhões (exportações) contra US\$ 491 milhões (importações) (Abinee, 2011).

Nos Estados Unidos, o desenvolvimento da atividade econômica foi um dos motivadores para o *Energy Independence and Security Act of 2007*, que se fundamentou no aumento da competitividade da indústria advindo da implantação de redes inteligentes. No âmbito do *Recovery Act of 2009* (ARRA) mencionado anteriormente no Item 2.4.2.1, lançado pelo Presidente Barack Obama, alguns objetivos expressos eram o aumento da produtividade, maior competitividade internacional e criação de empregos.

Em relatório publicado em abril de 2013, o Departamento de Energia dos Estados Unidos apresenta os impactos na economia daquele país em decorrência do ARRA. Conforme mostra a Tabela 4.20, cerca de US\$ 3 Bilhões foram investidos em indústrias relacionadas a produtos e serviços de redes inteligentes e de modernização do setor elétrico, além de empresas que atuam em serviços decorrentes (área contábil, jurídica, transporte de carga, aluguel de equipamentos, entre outros). Esses investimentos induziram à criação de 47 mil empregos e à impactos positivos da ordem de US\$ 14,9 Bilhões. Os impactos positivos decorrem de rendimentos do trabalho, aumento do Produto Interno Bruto, maior produção econômica e aumento da arrecadação de impostos¹¹⁶ (DOE, 2013).

¹¹⁶ Maiores detalhes podem ser obtidos no relatório do Departamento de Energia (DOE, 2013).

Tabela 4.20 - Impactos na economia dos Estados Unidos em função *Recovery Act of 2009* (DOE, 2013).

Item	Valor
Custos:	
Investimentos realizados	US\$ 2,96 Bilhões
Benefícios:	
Trabalho (número de empregos criados)	47.000
Rendimentos do trabalho	US\$ 2,86 Bilhões
Produto Interno Bruto	US\$ 4,18 Bilhões
Produção econômica	US\$ 6,83 Bilhões
Impostos estaduais e locais	US\$ 0,36 Bilhões
Impostos Federais	US\$ 0,66 Bilhões

Ainda nos Estados Unidos, anteriormente a *Duke Energy* já havia realizado estimativas para apresentar ao regulador, como forma de justificar a implantação de redes inteligentes na área de atuação da empresa. Baseado nessas estimativas, a Kema extrapolou os resultados para todo o território dos Estados Unidos e assumiu que 150 milhões de medidores inteligentes seriam comprados e instalados pelas distribuidoras. As conclusões preveem criação de empregos diretos e indiretos, tanto na cadeia produtiva, quanto nas empresas do setor elétrico. Caso o período de implantação fosse de quatro anos, seriam criados 278.600 postos de trabalho. Se esse período fosse de seis anos, seriam criados 139.700 empregos (Kema, 2008).

No Brasil, uma estimativa mais tímida já foi feita pelo MME: um eventual plano de redes inteligentes no Brasil criaria 750 empregos diretos e até 2.000 empregos indiretos na cadeia produtiva, não incluídos empregos nas empresas do setor elétrico (MME, 2011).

Para que esses ganhos sejam alcançados, são necessárias políticas públicas para coordenação e melhor desenvolvimento da atividade econômica no Brasil. Como pode ser percebido, o conjunto de benefícios extrapola o setor elétrico. Existe uma complexa interligação de efeitos com elevado nível de incerteza.

4.10.15 - Segurança do trabalho e das instalações

Trata-se de um benefício associado com a redução da exposição dos funcionários das distribuidoras a acidentes, uma vez que existe menor necessidade de operações com presença física dos técnicos nas instalações.

Esse tipo de benefício é citado expressamente no caso da análise conduzida em Portugal, mas os valores monetários não são contabilizados (Erse, 2012). Documento do EPRI menciona e quantifica monetariamente benefícios com maior segurança aos trabalhadores, menor risco de choques e de acidentes com terceiros e até mesmo redução das possibilidades de incêndios causados pela infraestrutura elétrica: benefício bruto anual de US\$ 13 milhões para os Estados Unidos (EPRI, 2011).

4.10.16 - Ganho de oportunidade do tempo dos consumidores

A exemplo do custo citado anteriormente, algumas análises internacionais consideram a redução do tempo despedido pelos consumidores em tarefas de ligação para centrais de teleatendimento para reclamações de problemas de qualidade ou inconsistências nas faturas. Outra redução do tempo despedido pelos consumidores está relacionada a não necessidade de auto leitura. A Tabela B.42 do Apêndice B mostra uma compilação com a pesquisa relacionada a esse tema.

Além de ser uma contrapartida por não ter sido contabilizado o custo análogo, esta AIR não contabilizou esse benefício em função da incerteza envolvida.

4.10.17 - Outros benefícios possíveis com medidores eletrônicos

Por fim, além de vantagens já comentadas anteriormente, a tecnologia de medição eletrônica apresenta algumas características intrínsecas que se constituem em benefícios frente à tradicional medição eletromecânica. A Tabela 4.21 apresenta um breve comparativo sobre essa situação. As vantagens mostradas na Tabela legitimam alguns dos benefícios considerados neste trabalho.

Tabela 4.21 - Comparação entre medidores eletromecânicos e eletrônicos (modificado - Cemig, 2008; Costa, 2008; RSCAS, 2008).

Atributo	Eletromecânico	Eletrônico	Vantagem do medidor eletrônico
Classe	2,00%	1,0% (ou melhor)	Maior exatidão.
Ângulo de instalação	Vertical	Indiferente	Extingue uma possibilidade de fraude, já que não existem erro e perda de faturamento em função de instalação física do medidor em ângulo superior a 3 graus em relação à vertical.
Rigidez Mecânica	Baixa	Alta	Maior resistência a impactos no transporte ou manuseio, evitando desregulagens e quebras.
Calibração	Ajustes deslizantes	Rede resistiva	Inexistência de pontos móveis.
Auto diagnóstico	Inexistente	Existente	Auto verificação.
Saída de pulso/ saída Óptica	Inexistente	Existente	Integração com outros dispositivos eletrônicos.
Desgastes físicos	Desgastes naturais nos mancais devidos ao uso e sujeira acumulada	Não há mancais	Eliminação da perda incremental e gradual ao longo da vida útil do equipamento.

5 - RESULTADOS

Conforme já destacado, a presente Análise de Impacto Regulatório é focada em um programa de redes inteligentes para o Brasil e é baseada em cenários com três graus de implantação distintos (Tímido, Intermediário e Avançado). **Além de representar um percentual de instalação de medidores inteligentes frente ao total de unidades consumidoras, cada grau considera gastos e implantação proporcionais com equipamentos e sistemas de telecomunicações, de automação e de TI.** Complementarmente, outra variável analisada nos cenários é a instalação de IHD em parte das unidades.

5.1 - QUANTIDADES ENVOLVIDAS NA IMPLANTAÇÃO

A partir da taxa anual de crescimento vegetativo, aproximadamente 124,7 milhões de unidades consumidoras devem existir no Brasil ao final do tempo de análise (ano de 2043). Considerando os montantes de unidades consumidoras existentes ao longo dos 30 anos da análise, a Figura 5.1 mostra o percentual de medidores inteligentes instalados.

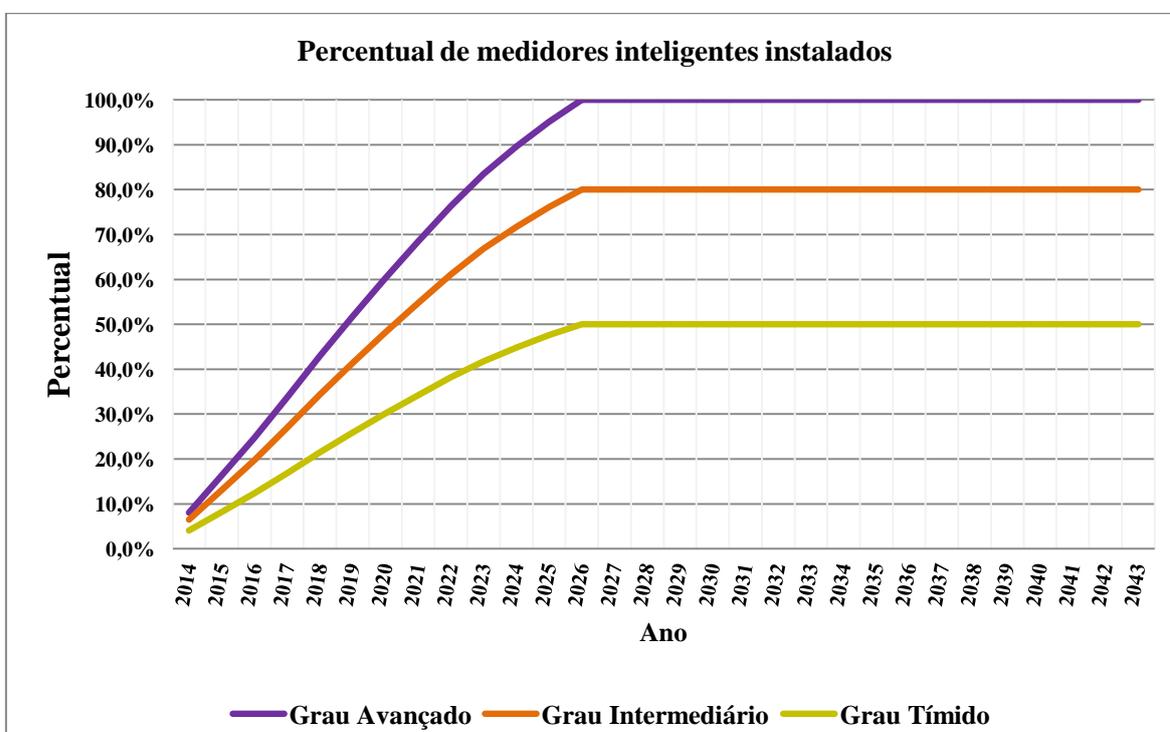


Figura 5.1 - Percentual de medidores inteligentes instalados frente ao total de UCs existentes.

Pela análise da Figura 5.1, é possível notar que ao final do primeiro ciclo de implantação, ou seja, após 13 anos do início da instalação, as redes inteligentes estariam inseridas em percentuais definidos para cada cenário. Para os cenários de Grau Avançado, por exemplo, o conceito de *smart grids* estaria implantado em todas as unidades consumidoras do Brasil em 2026. Após o primeiro ciclo, medidores e outros equipamentos já depreciados seriam alvos de nova instalação.

Analogamente, a Figura 5.2 mostra o percentual de IHDs instalados ao longo do tempo de análise.

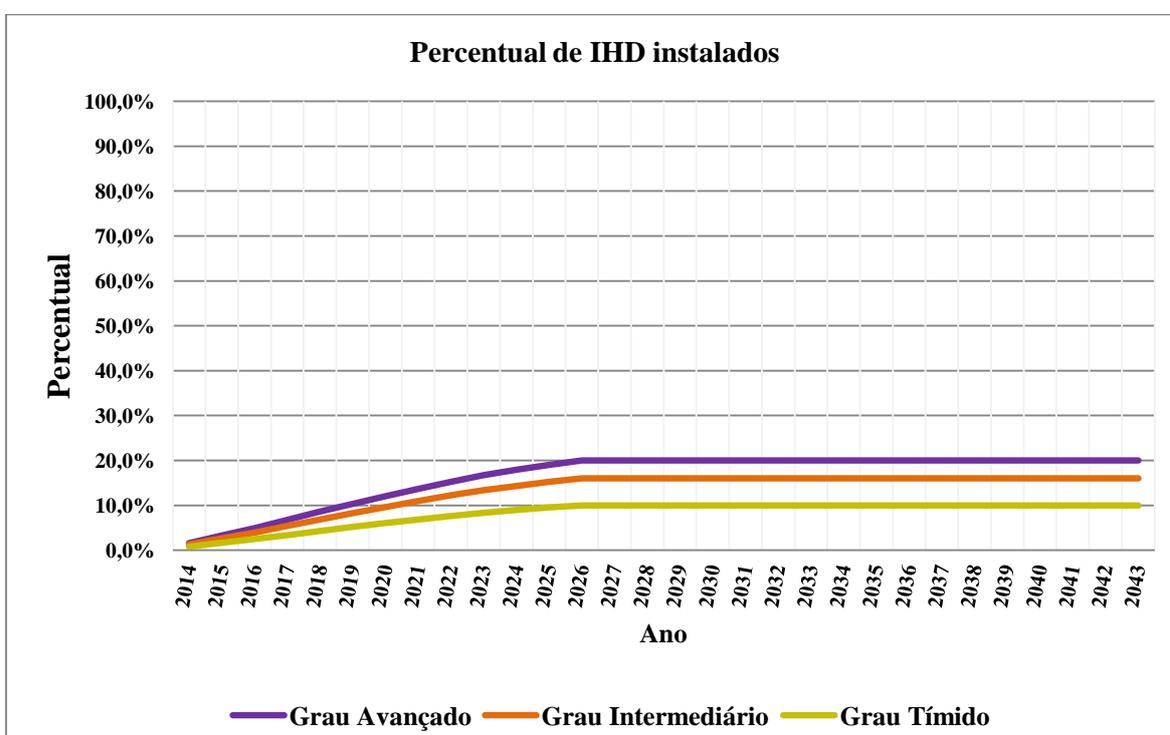


Figura 5.2 - Percentual de IHDs instalados frente ao total de UCs existentes.

Para a implantação de medidores, IHDs e equipamentos de telecomunicações e de automação, o tempo de análise engloba totalmente os dois primeiros ciclos de implantação e contempla o início do terceiro ciclo. Para os cenários com Grau Tímido, a Figura 5.3 mostra a quantidade de medidores instalados por ano.

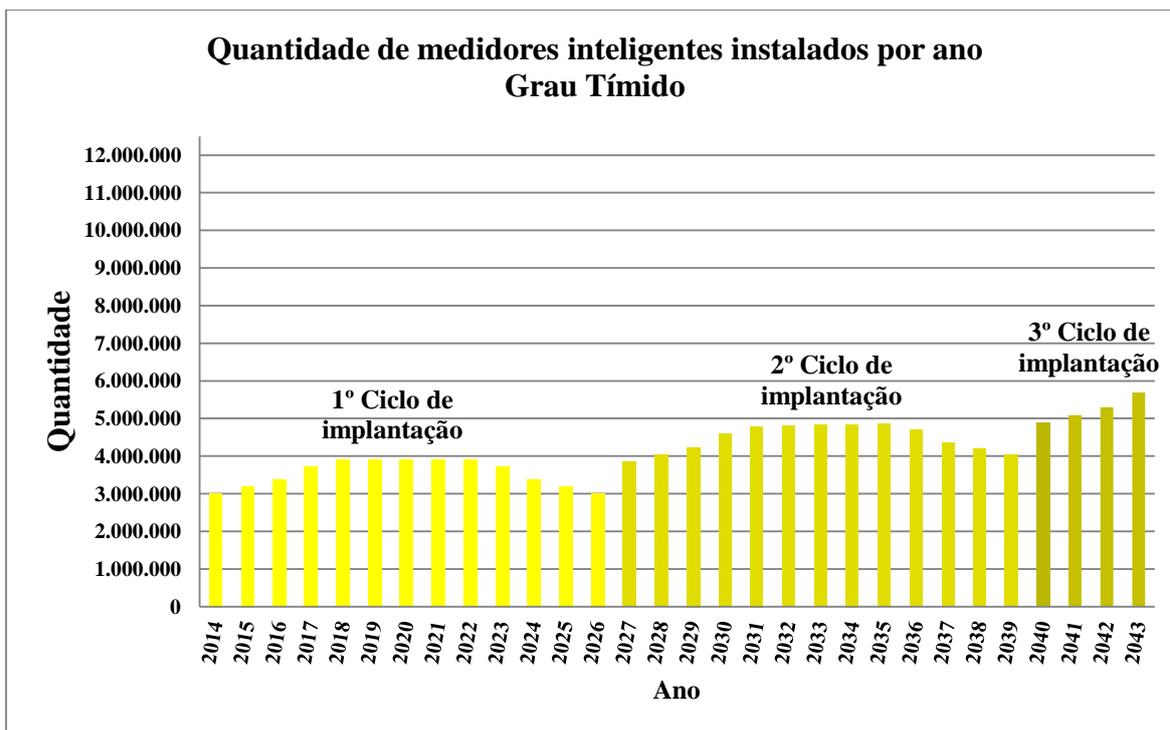


Figura 5.3 - Quantidade de medidores inteligentes instalados por ano no Grau Tímido.

A Figura 5.4 mostra a quantidade de medidores instalados por ano no Grau Intermediário.

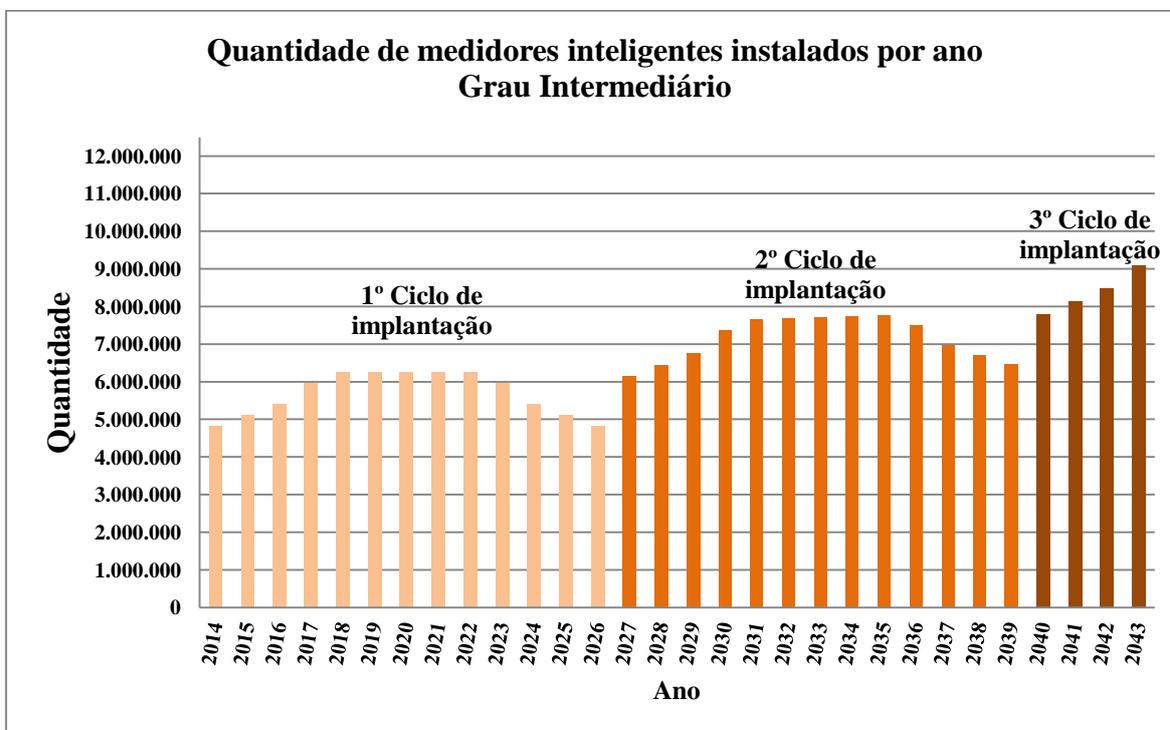


Figura 5.4 - Quantidade de medidores inteligentes instalados por ano no Grau Intermediário.

A Figura 5.5 mostra a quantidade de medidores instalados por ano no Grau Avançado.

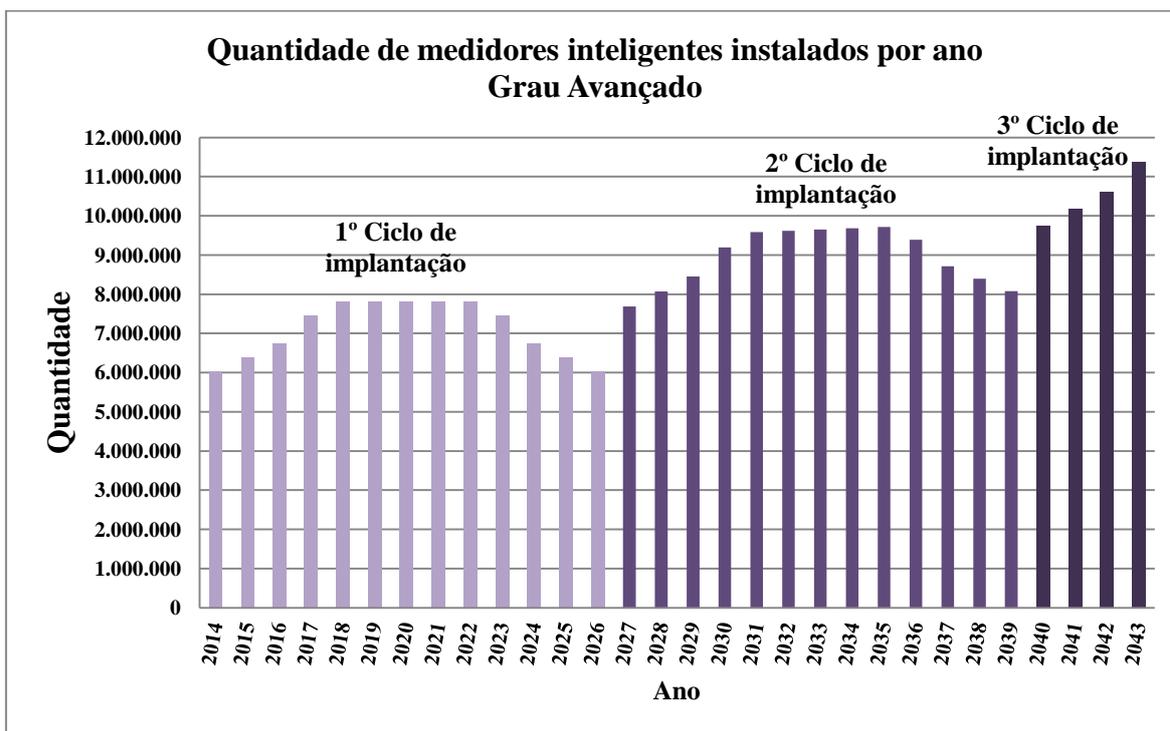


Figura 5.5 - Quantidade de medidores inteligentes instalados por ano no Grau Avançado.

A partir do montante anual de instalação é possível determinar a quantidade de medidores inteligentes em campo para cada grau de implantação, conforme Figura 5.6.

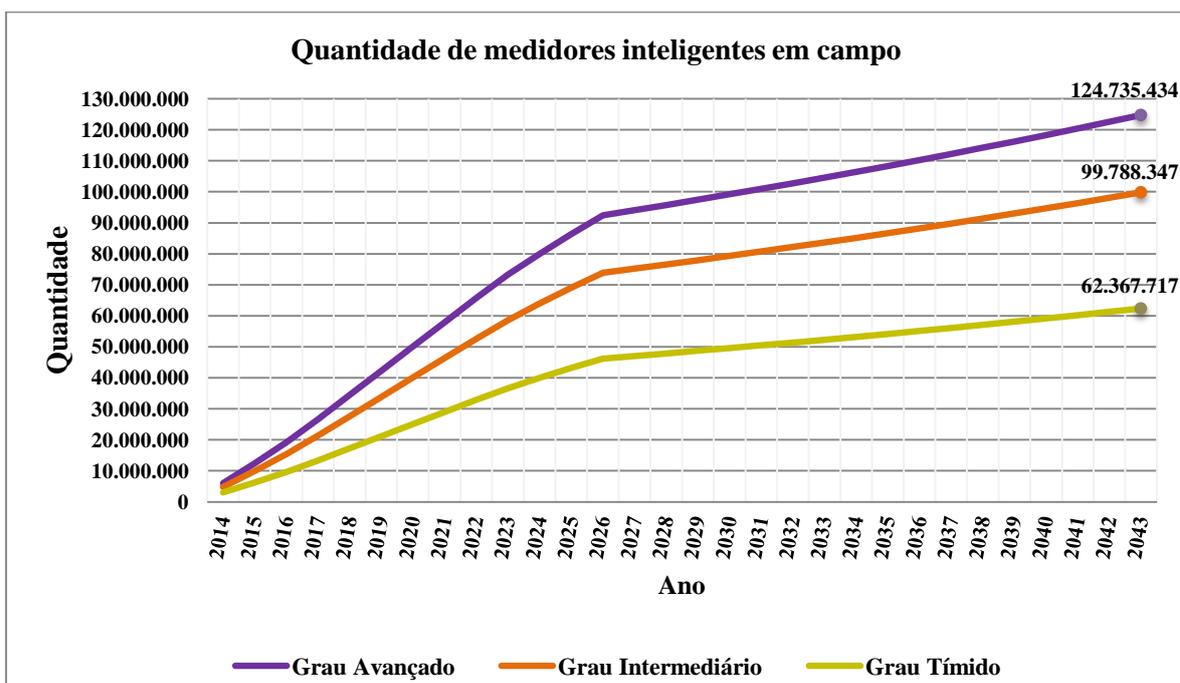


Figura 5.6 - Quantidade de medidores inteligentes em campo.

Diante dessas informações, é possível definir as quantias de medidores inteligentes que devem ser comprados pelas distribuidoras brasileiras ao longo dos 30 anos do tempo de análise, conforme mostra a Figura 5.7.

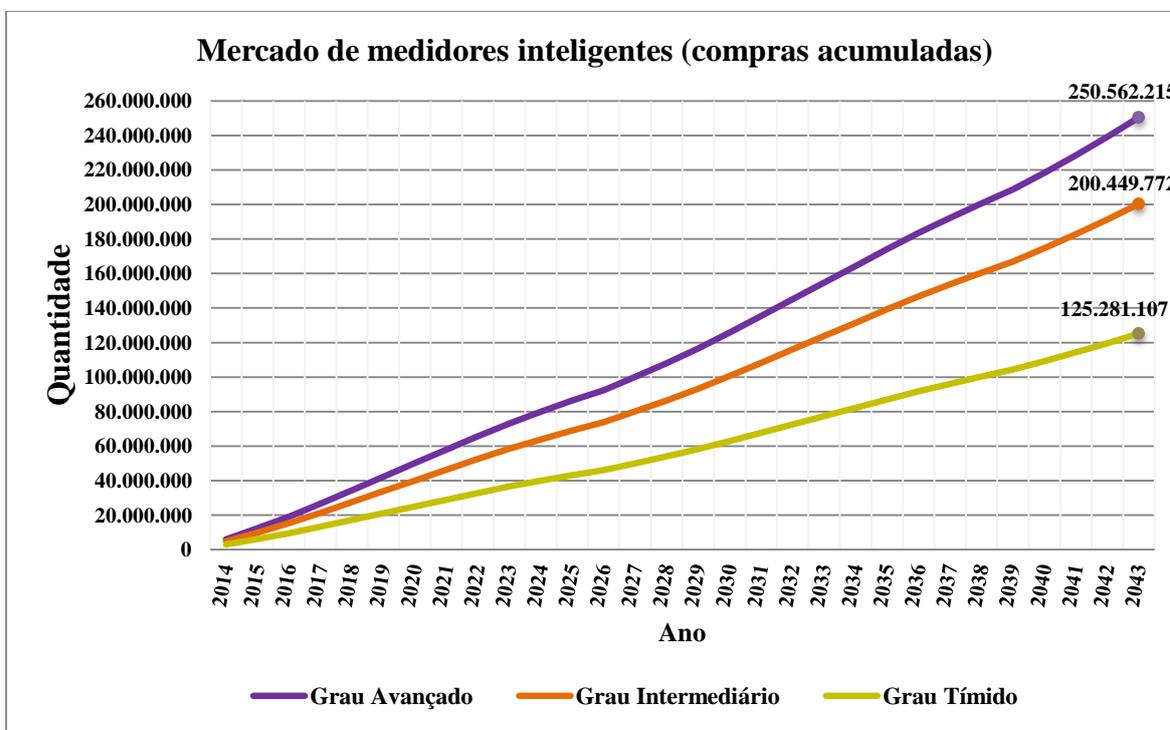


Figura 5.7 - Compras acumuladas de medidores inteligentes ao longo do tempo.

5.2 - VALORES MONETÁRIOS DECORRENTES DA IMPLANTAÇÃO

Conforme já mencionado, a Análise de Impacto foco deste trabalho é realizada por meio da comparação do Valor Presente Líquido - VPL¹¹⁷ da sequência anual de despesas e ganhos durante 30 anos, com aplicação de uma taxa de desconto de 7,50%.

¹¹⁷ O VPL é o resultado do cálculo de quanto os futuros valores monetários estariam valendo no momento atual, em função do abatimento resultante da aplicação de uma taxa de desconto. É uma metodologia para planejamento e análise do orçamento de investimentos em longo prazo. Se o VPL for positivo, significa que o investimento é economicamente viável, uma vez que o valor atual dos benefícios é maior do que o valor atual dos custos. Em oposição, se o VPL for negativo, trata-se de um investimento não atrativo.

Além do VPL (mostrado na coluna Saldo), para cada cenário também são calculadas a Relação Benefício/Custo - B/C¹¹⁸ e a Taxa Interna de Retorno - TIR¹¹⁹. Estão incluídas no fluxo de caixa da análise todas as categorias mostradas anteriormente de custos (Tabelas 4.4, 4.5 e 4.6) e de benefícios (Tabela 4.7).

Nesse contexto, os resultados da análise custo-benefício são compilados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Valores Presentes, Razão Benefício/Custo e TIR da ACB.

Cenário	Implantação	IHD	VP em R\$ Bilhões			B/C	TIR
			Custos (C)	Benefícios (B)	Saldo (B-C)		
C1	50,00%	0%	-32,705	41,029	8,324	1,2545	13,41%
C2	80,00%	0%	-52,268	65,647	13,379	1,2560	13,45%
C3	100,00%	0%	-65,310	82,059	16,749	1,2564	13,47%
C4	50,00%	10,00%	-33,860	43,152	9,293	1,2744	13,94%
C5	80,00%	16,00%	-54,116	69,044	14,928	1,2759	13,99%
C6	100,00%	20,00%	-67,619	86,305	18,685	1,2763	14,00%

Todos os cenários apresentam resultados favoráveis: o VPL é positivo em todas as situações e, com isso, todas as relações B/C são maiores do que 1. Outro indicativo de viabilidade dos cenários é que todos os valores da TIR são maiores do que taxa de desconto adotada nesta análise.

Diante desses resultados, a Figura 5.8 ilustra graficamente, para cada cenário, os valores presentes dos custos, dos benefícios e dos saldos.

¹¹⁸ A Razão B/C é uma divisão simples, onde um resultado maior do que 1 significa que os benefícios são superiores aos custos e um resultado menor do que 1 significa que os benefícios são inferiores aos custos.

¹¹⁹ A TIR é uma taxa de desconto que, quando aplicada ao fluxo de caixa em análise, implica que o valor presente dos custos seja igual ao valor presente dos benefícios. Dessa forma, taxas de desconto menores do que a TIR implicam em saldo líquido positivo. Em oposição, taxas de desconto maiores de que a TIR resultam em saldo líquido negativo.

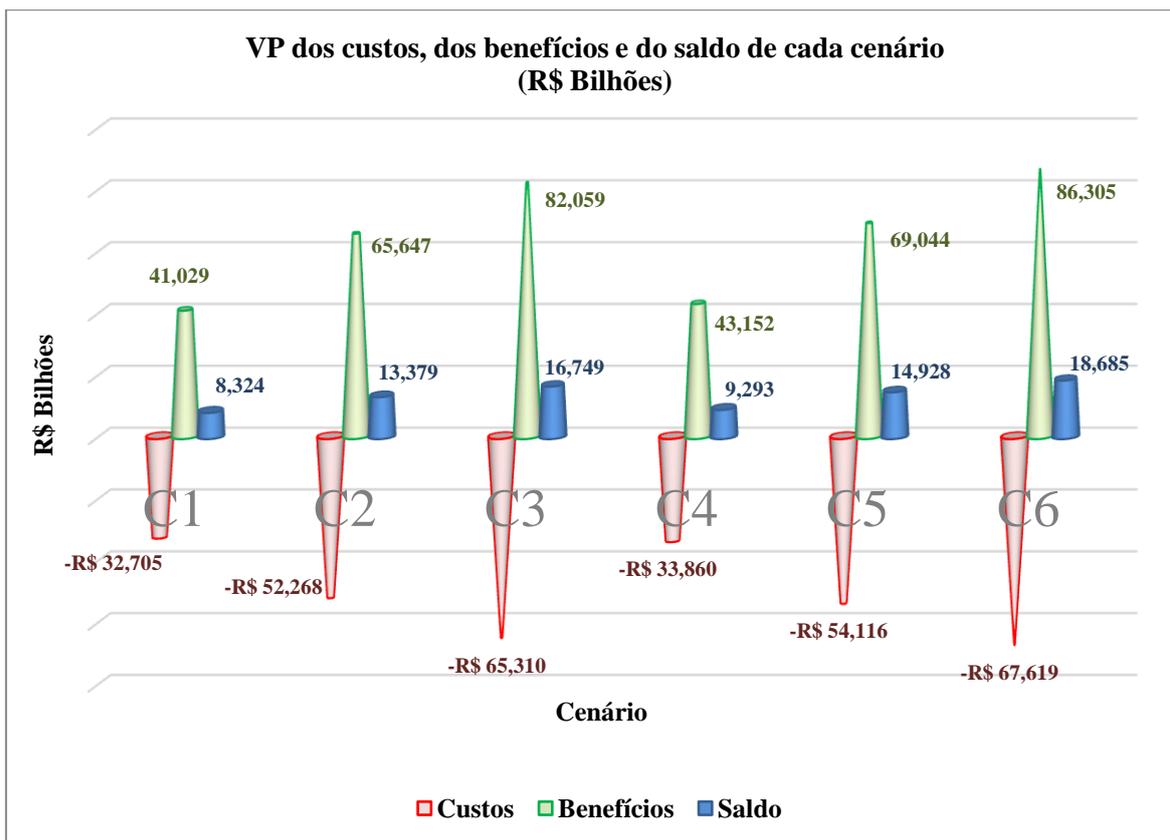


Figura 5.8 - Valores presentes da ACB.

As estimativas e variáveis mais importantes - aquelas que possuem maior influência nos resultados - são objeto das análises de sensibilidade mostradas no Item 5.6 ¹²⁰.

O item seguinte apresenta detalhes sobre os resultados do melhor cenário da AIR. No Apêndice D são mostrados os resultados dos custos e os benefícios dos demais cenários. Lembra-se ainda que o Apêndice C trata do Cenário Zero (opção de “não fazer nada”).

5.3 - O MELHOR CENÁRIO DA ANÁLISE

Pela análise dos resultados monetários mostrados anteriormente, percebe-se que o saldo aumenta à medida que cresce a quantidade de UCs abrangidas pelo programa de redes inteligentes. Outra constatação é que a instalação de IHD resulta em saldos mais positivos.

¹²⁰ Especificamente para a taxa de desconto, a indicação da TIR na Tabela 5.1 já antecipa o limite da faixa de variação e de sensibilidade desse parâmetro.

Com isso, o **Cenário 6** é aquele que apresenta os melhores indicativos de viabilidade e atratividade. Esse cenário é caracterizado pela instalação de medidores inteligentes em 100% das unidades consumidoras e IHDs em 20% dessas unidades.

5.3.1 - Custos incorridos no melhor cenário

Conforme já destacado, são consideradas nesta AIR despesas de Capex e de Opex de equipamentos e sistemas de redes inteligentes, além de outros gastos de logística, de campanhas de comunicação e administrativos. Nesse sentido, a Figura 5.9 apresenta a distribuição percentual do Valor Presente - VP dos custos do Cenário 6.

Em seguida, esses custos do Cenário 6 são detalhados por meio da ilustração dos valores monetários anuais, discriminados por categoria e durante todo o tempo de análise. Nesse contexto, a Figura 5.10 apresenta os custos anuais com aquisição e instalação de equipamentos; a Figura 5.11 apresenta os custos anuais com O&M e subscrição; e a Figura 5.12 apresenta os custos anuais de logística, campanhas e administrativos.

Por fim, a Figura 5.13 compila essas informações e apresenta os custos anuais totais do Cenário 6.

Para facilitar a visualização dos gráficos de barras das Figuras 5.10 a 5.13 (custos anuais), a legenda foi disposta na mesma ordem em que as barras aparecem no gráfico.

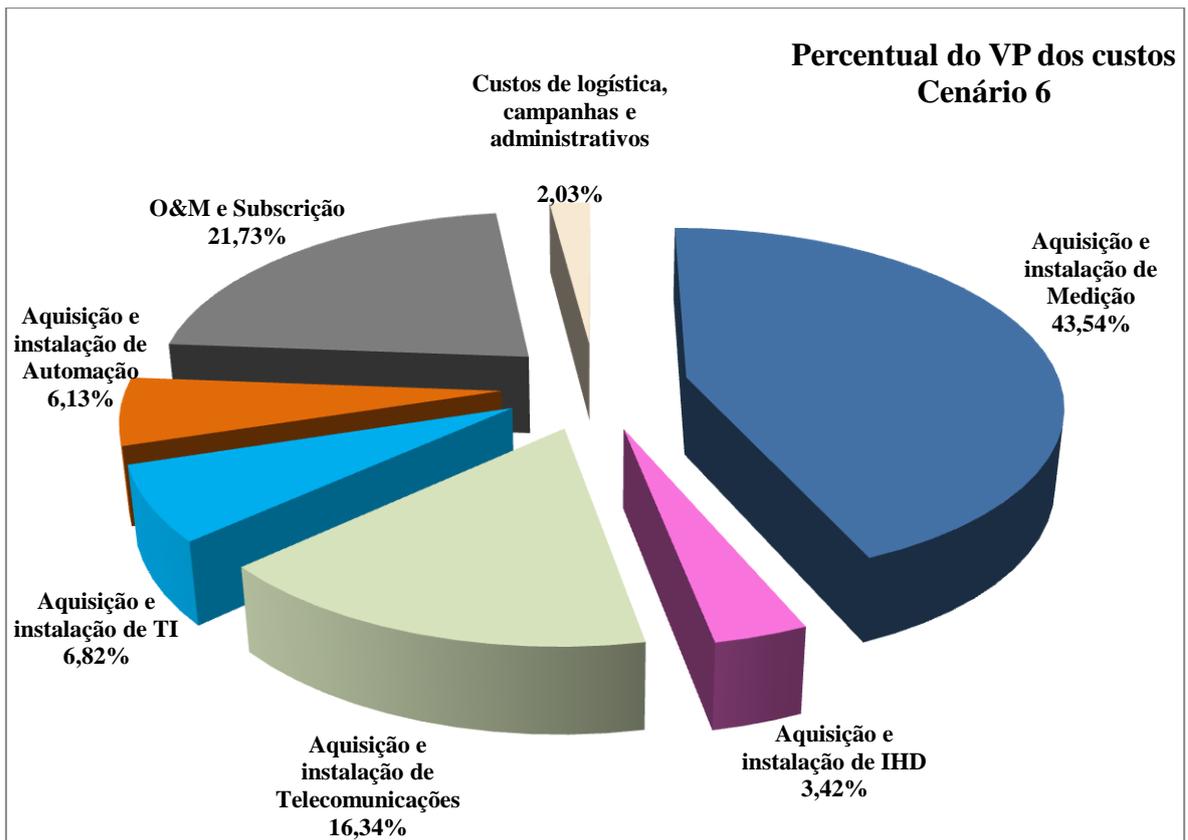


Figura 5.9 - Distribuição percentual do Valor Presente dos custos do Cenário 6.

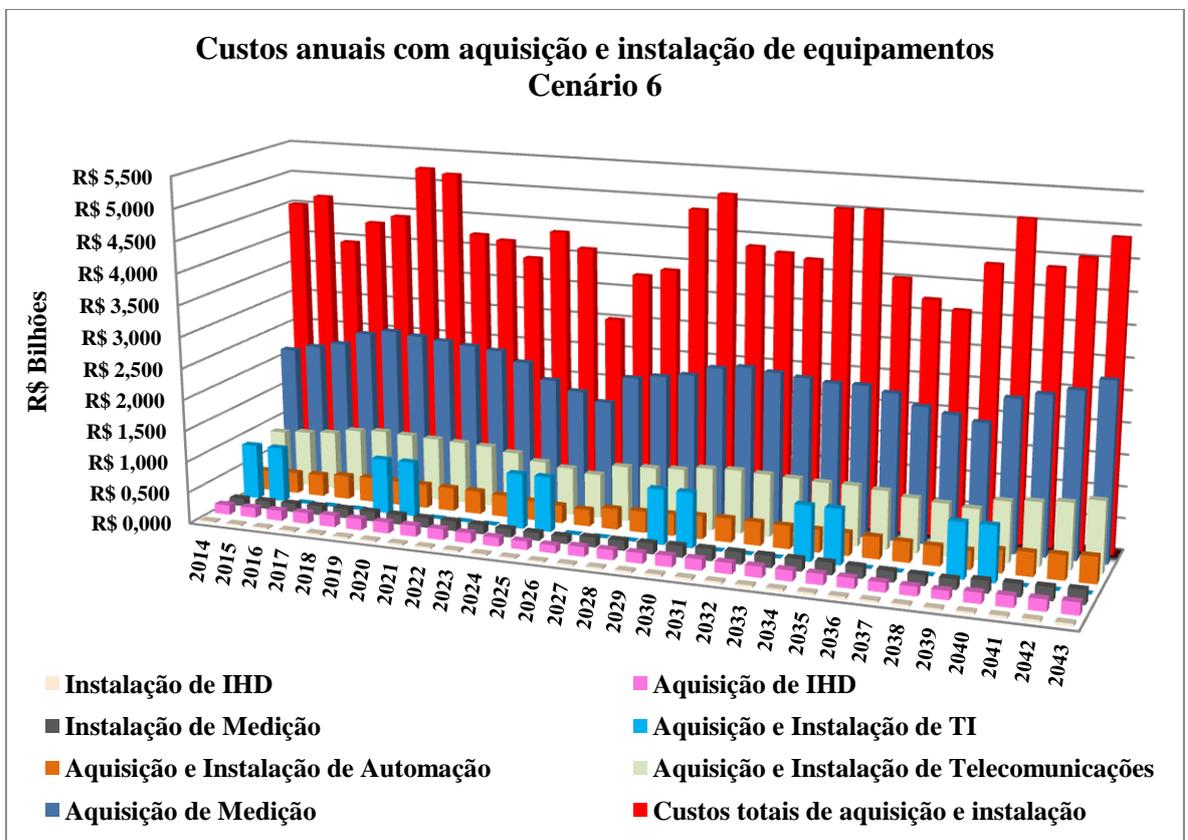


Figura 5.10 - Custos anuais com aquisição e instalação de equipamentos do Cenário 6.

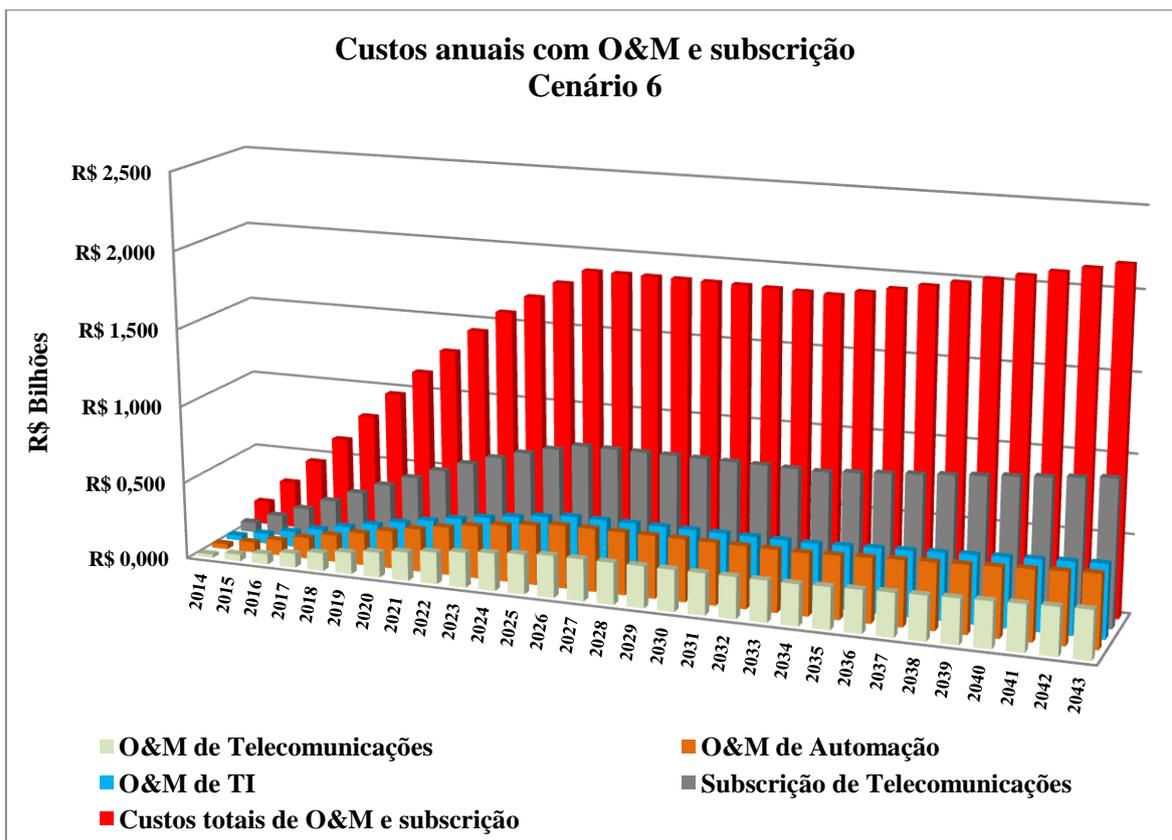


Figura 5.11 - Custos anuais com O&M e subscrição do Cenário 6.

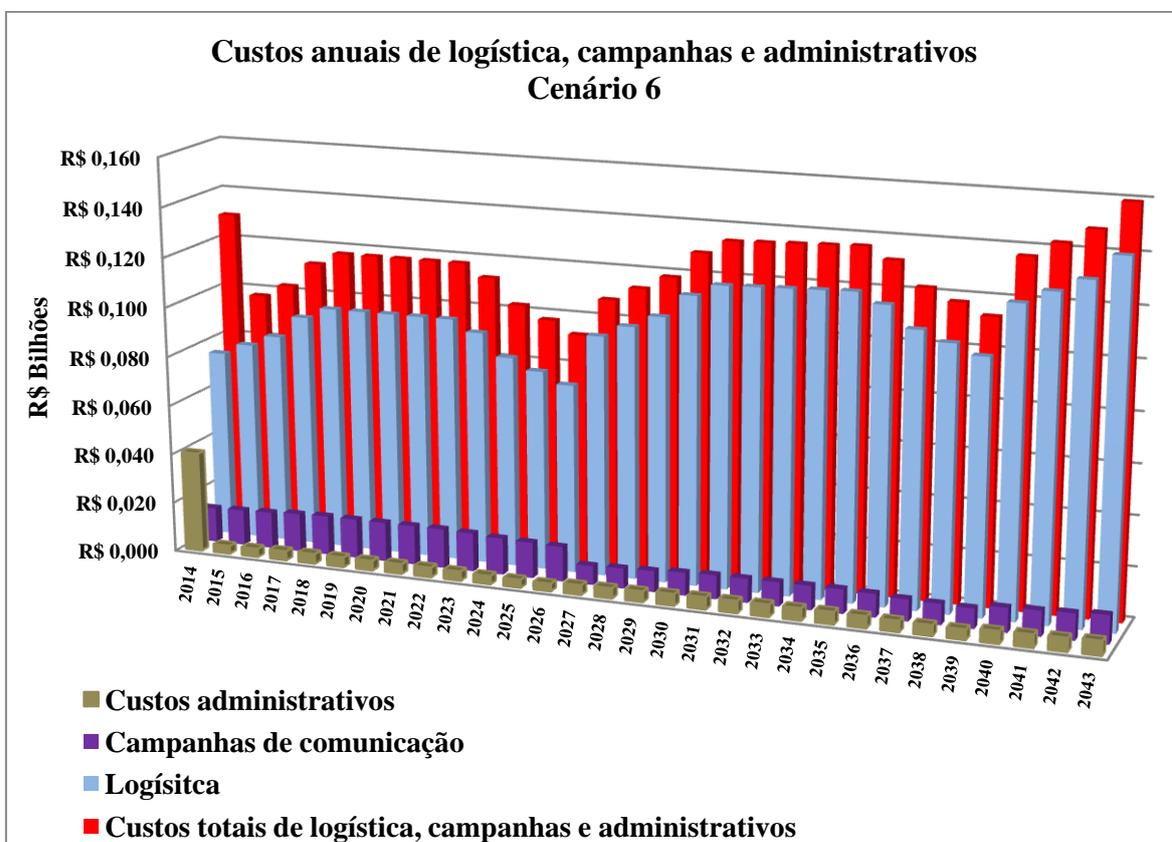


Figura 5.12 - Custos anuais de logística, campanhas e administrativos do Cenário 6.

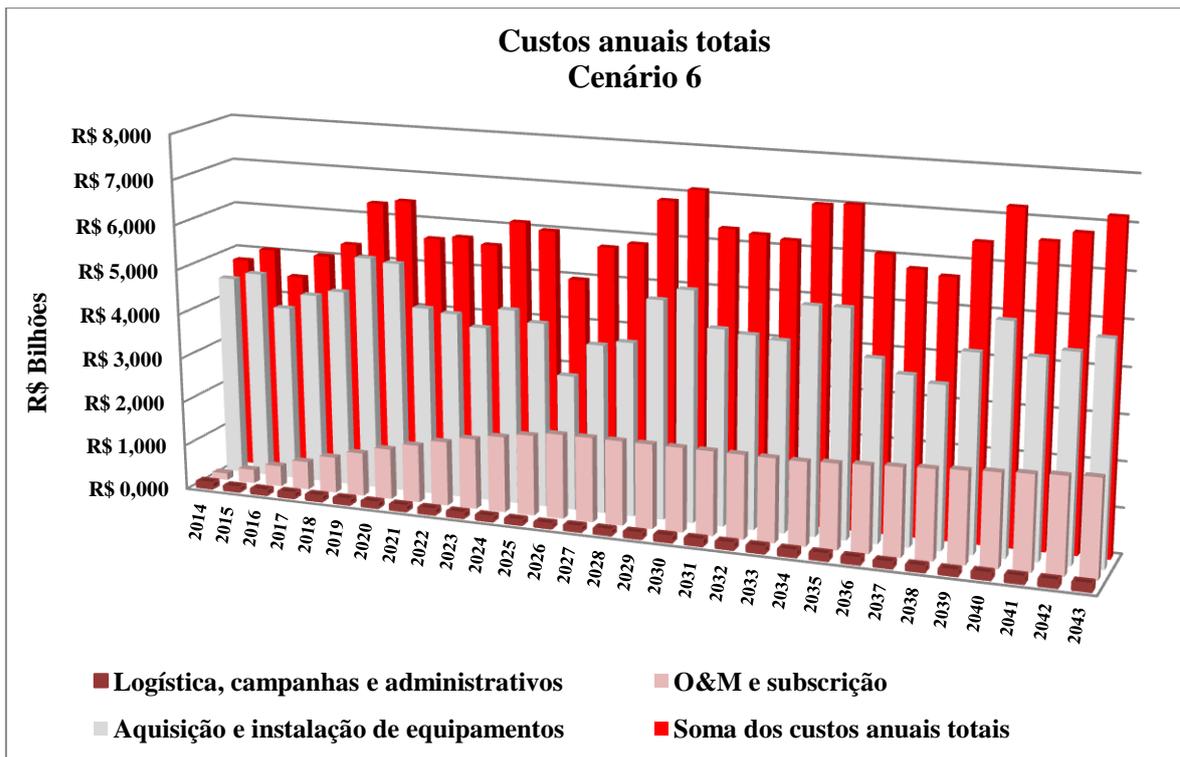


Figura 5.13 - Custos anuais totais do Cenário 6.

5.3.2 - Benefícios incorridos no melhor cenário

Entre os ganhos da implantação de redes inteligentes, são considerados nove categorias de benefícios, subdivididas em dezesseis grupos, conforme mostram as Figuras 5.14 a 5.24. Na Figura 5.14 é exibido para o Cenário 6 a distribuição percentual do VP dos benefícios.

Em seguida, os benefícios são detalhados por meio da ilustração dos valores monetários anuais, discriminados para o Cenário 6 durante todo o tempo de análise. São ilustrados os benefícios decorrentes de: redução de perdas (Figura 5.15); eficiência energética (Figura 5.16); melhoria da continuidade (Figura 5.17); redução de custos operacionais (Figura 5.18); redução da emissão de CO₂ (Figura 5.19); redução das faturas de papel (Figura 5.20); redução de inadimplência (Figura 5.21); custos evitados com aquisição de medidores básicos (Figura 5.22); e redução de gastos com *Call Center* (Figura 5.23).

Por fim, a Figura 5.24 faz uma compilação e exhibe os benefícios anuais totais do Cenário 6.

Para facilitar a visualização dos gráficos de barras das Figuras 5.15 a 5.24 (benefícios anuais), a legenda foi disposta na mesma ordem em que as barras aparecem no gráfico.

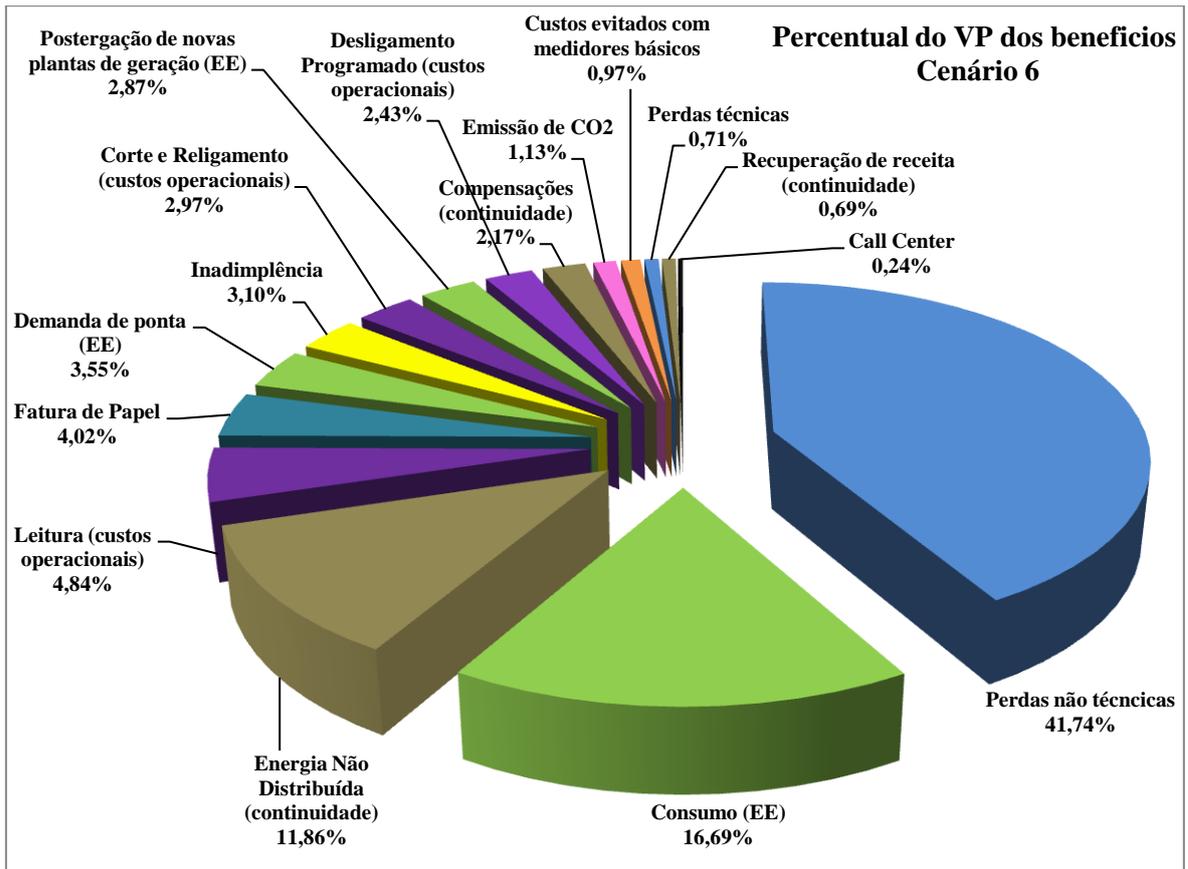


Figura 5.14 - Distribuição percentual do Valor Presente dos benefícios do Cenário 6.

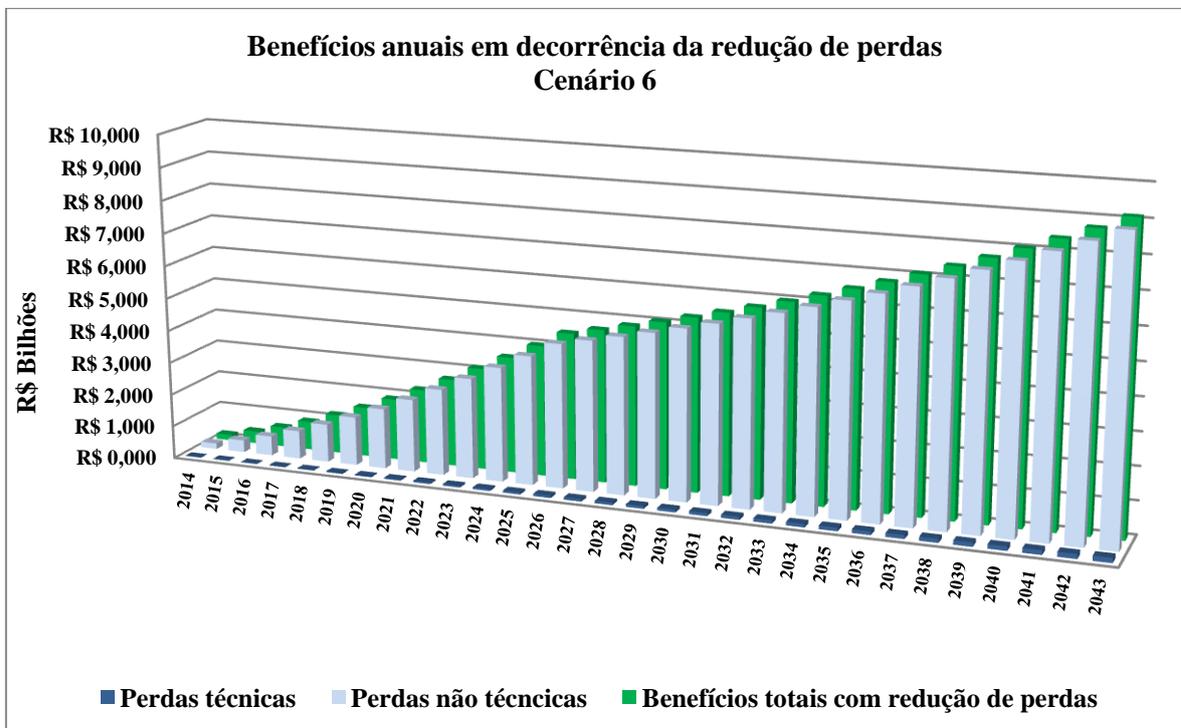


Figura 5.15 - Benefícios anuais do Cenário 6 com redução de perdas.

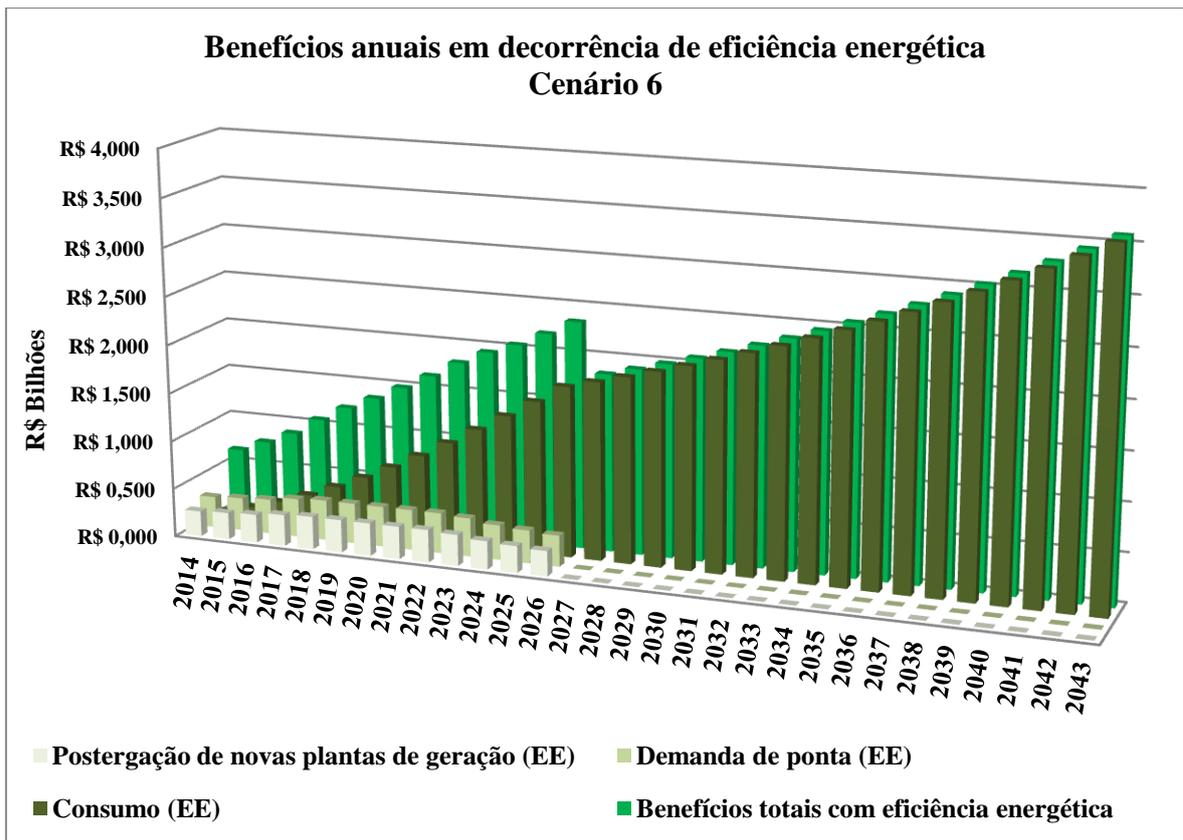


Figura 5.16 - Benefícios anuais do Cenário 6 com eficiência energética.

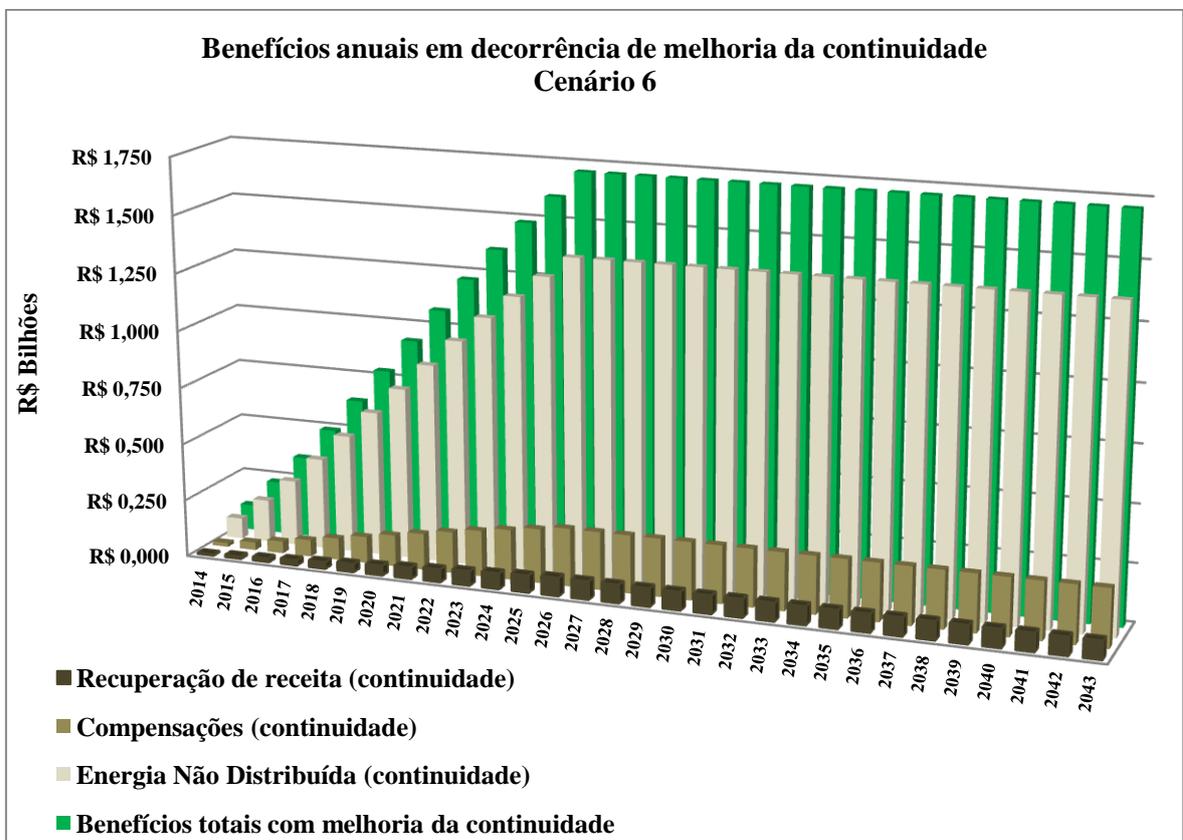


Figura 5.17 - Benefícios anuais do Cenário 6 com melhoria da continuidade.

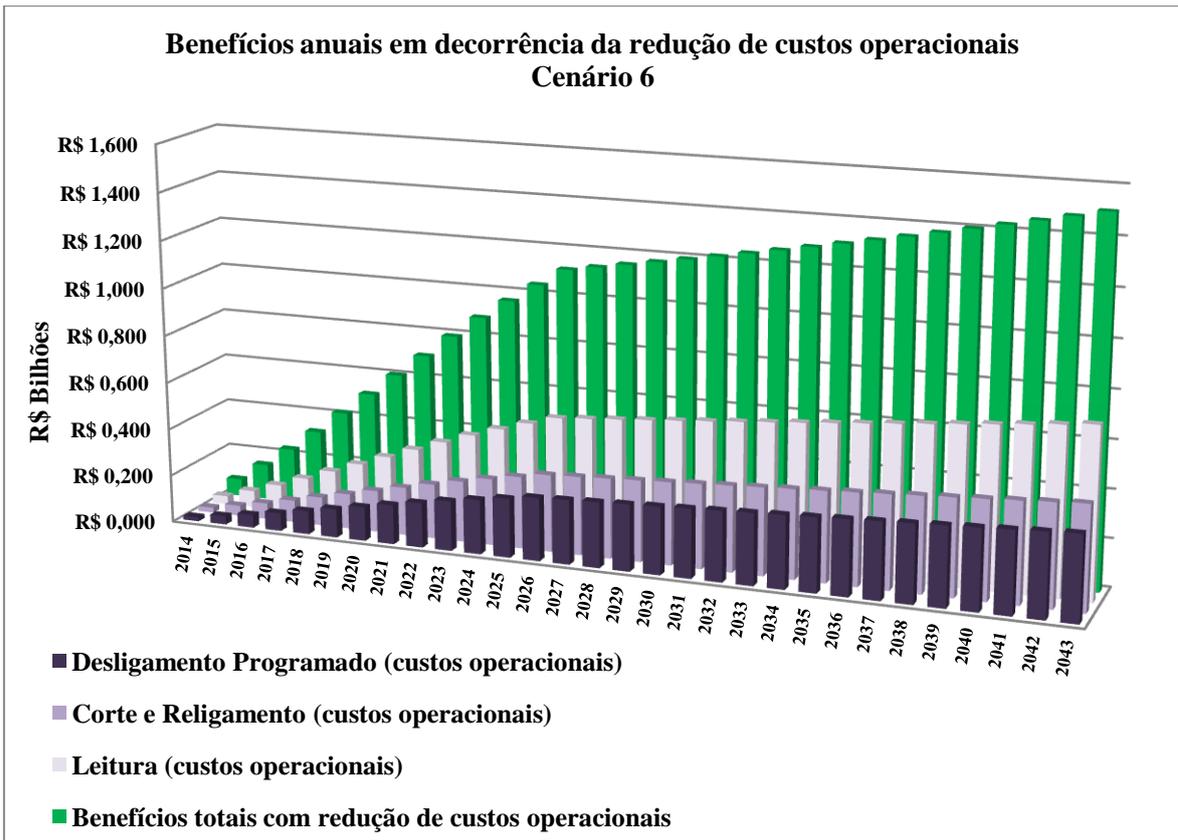


Figura 5.18 - Benefícios anuais do Cenário 6 com redução de custos operacionais.

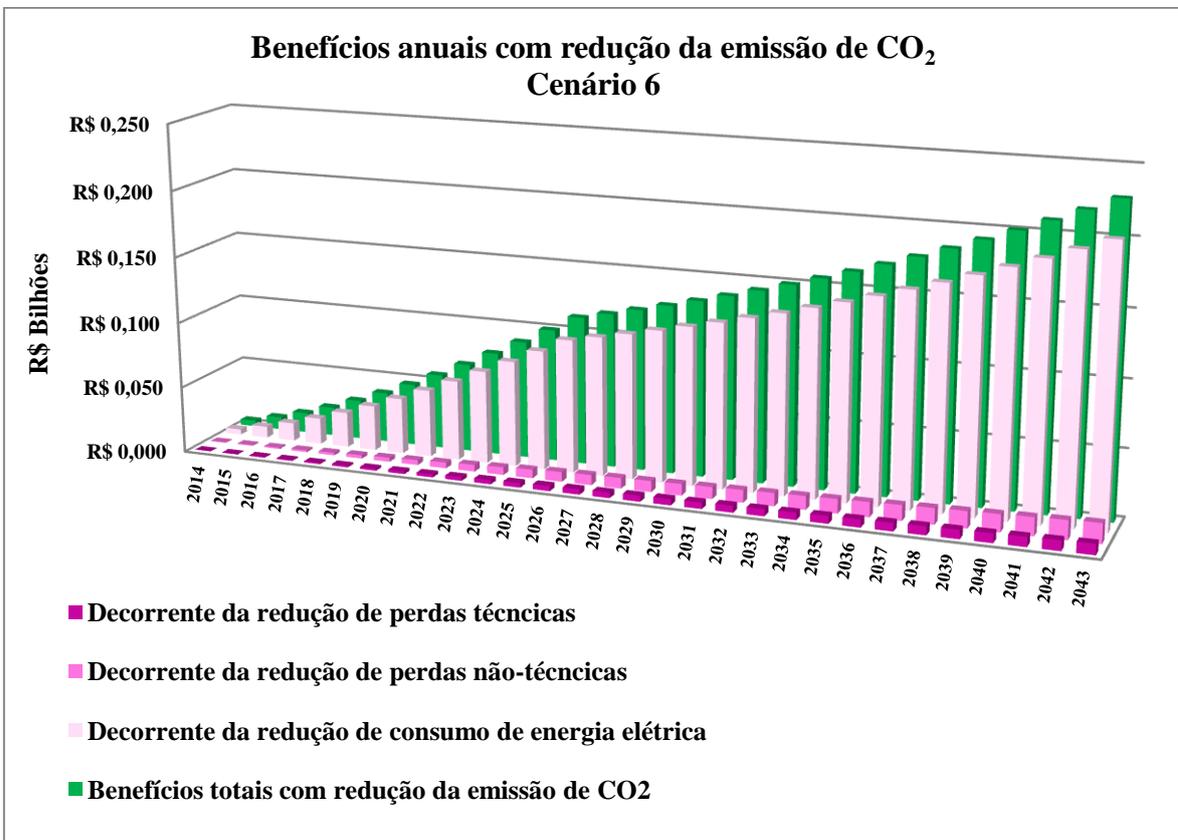


Figura 5.19 - Benefícios anuais do Cenário 6 com redução da emissão de CO₂.

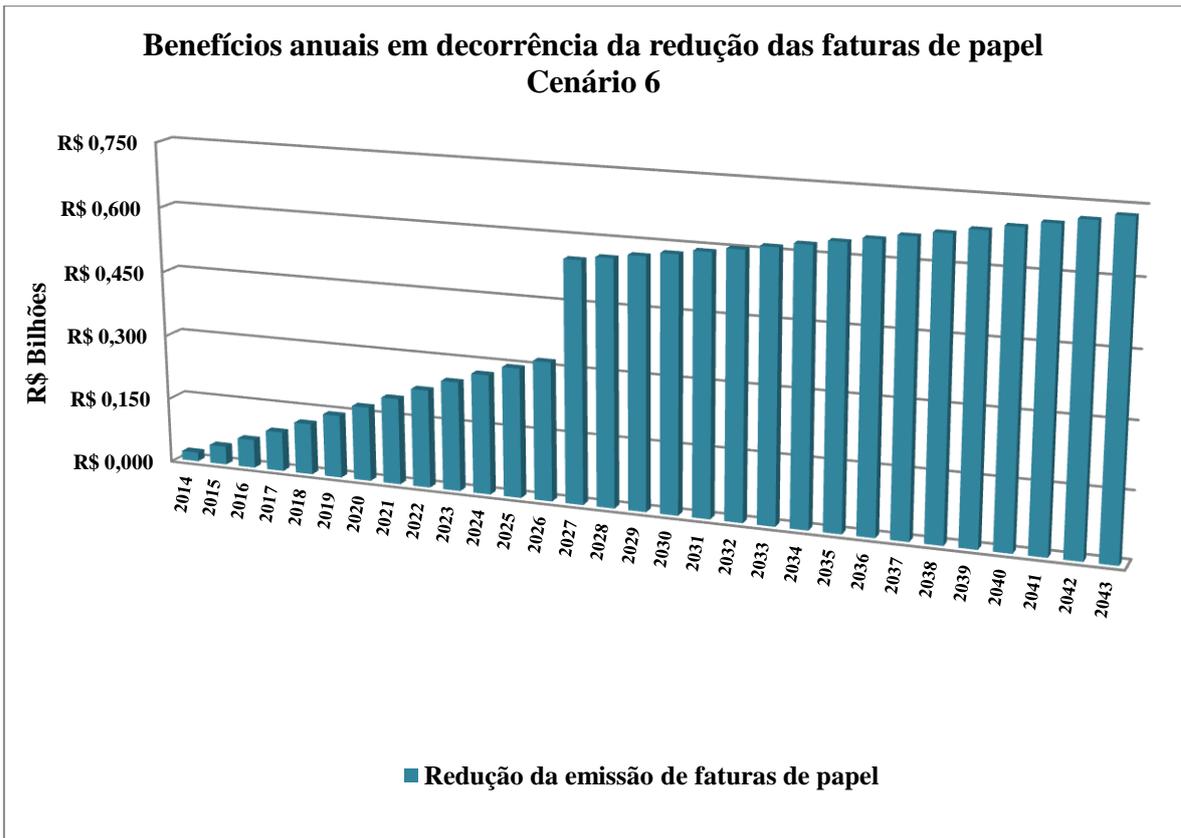


Figura 5.20 - Benefícios anuais do Cenário 6 com redução da emissão das faturas de papel.

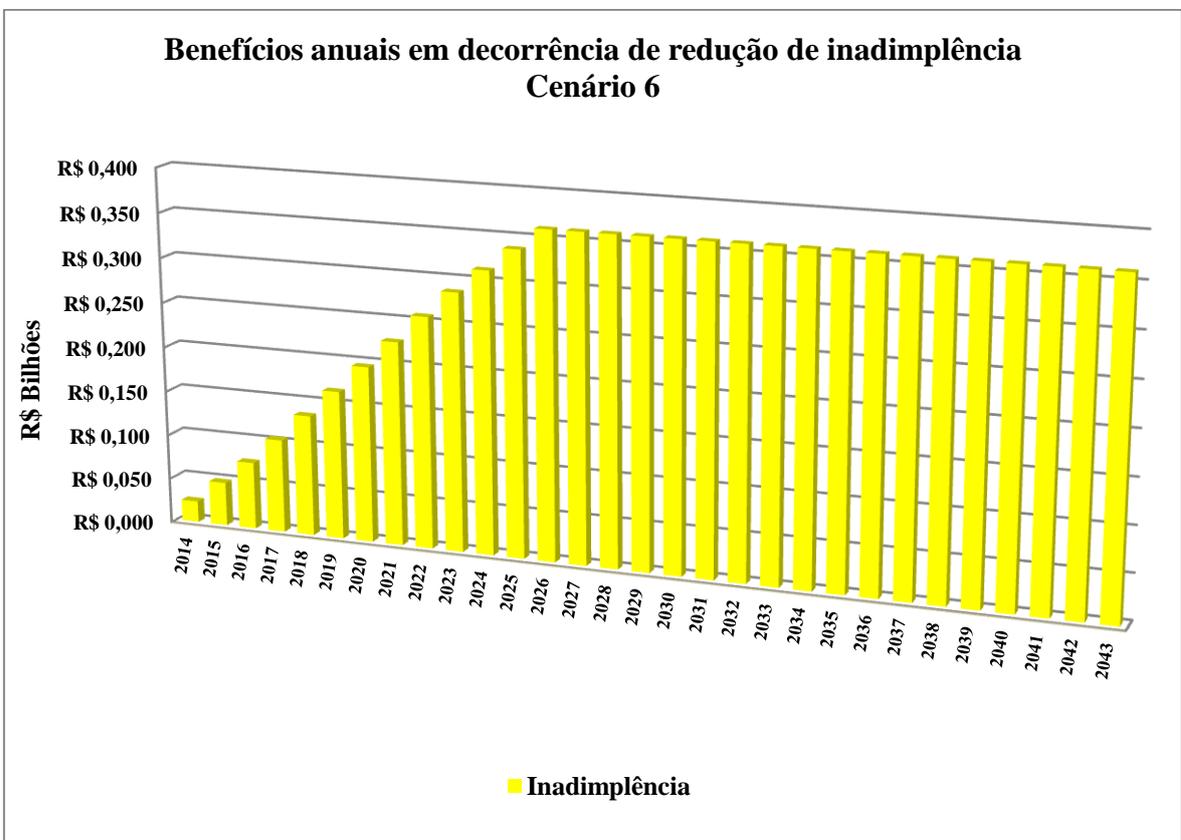


Figura 5.21 - Benefícios anuais do Cenário 6 com redução de inadimplência.

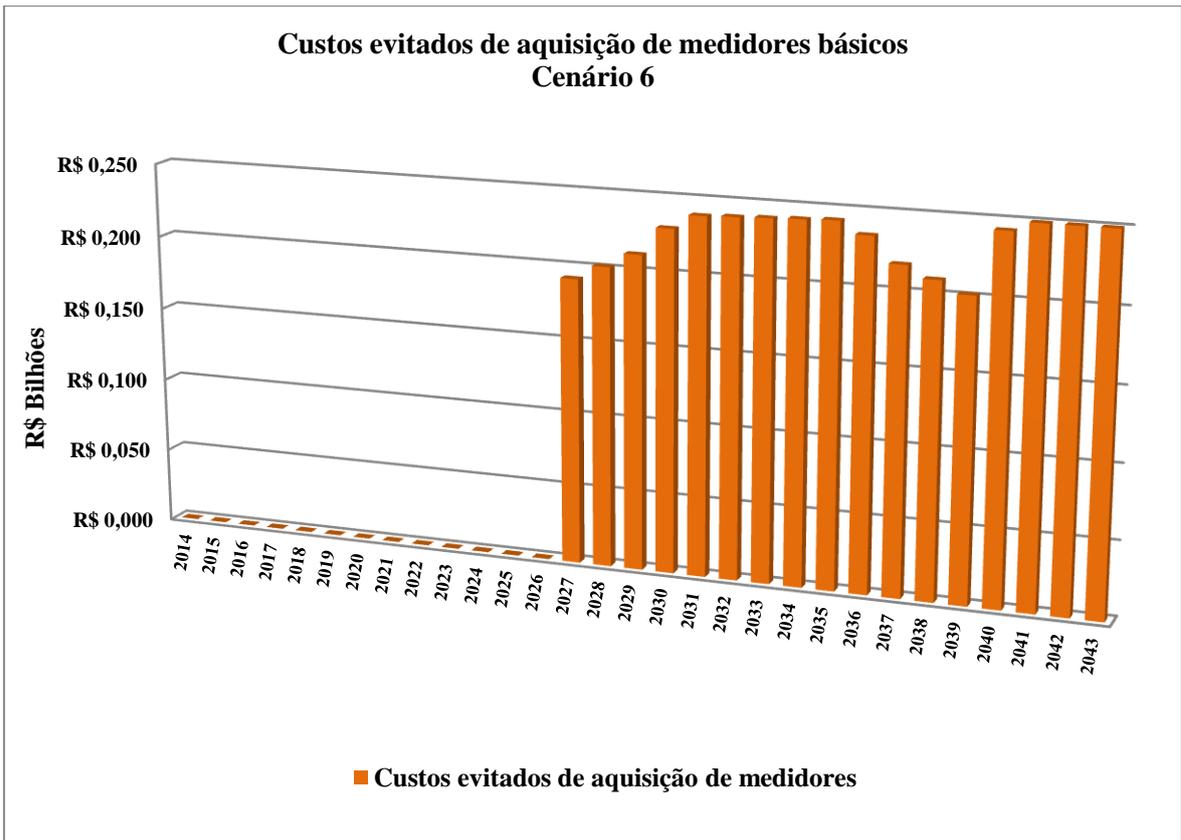


Figura 5.22 - Custos evitados do Cenário 6 com aquisição de medidores básicos.

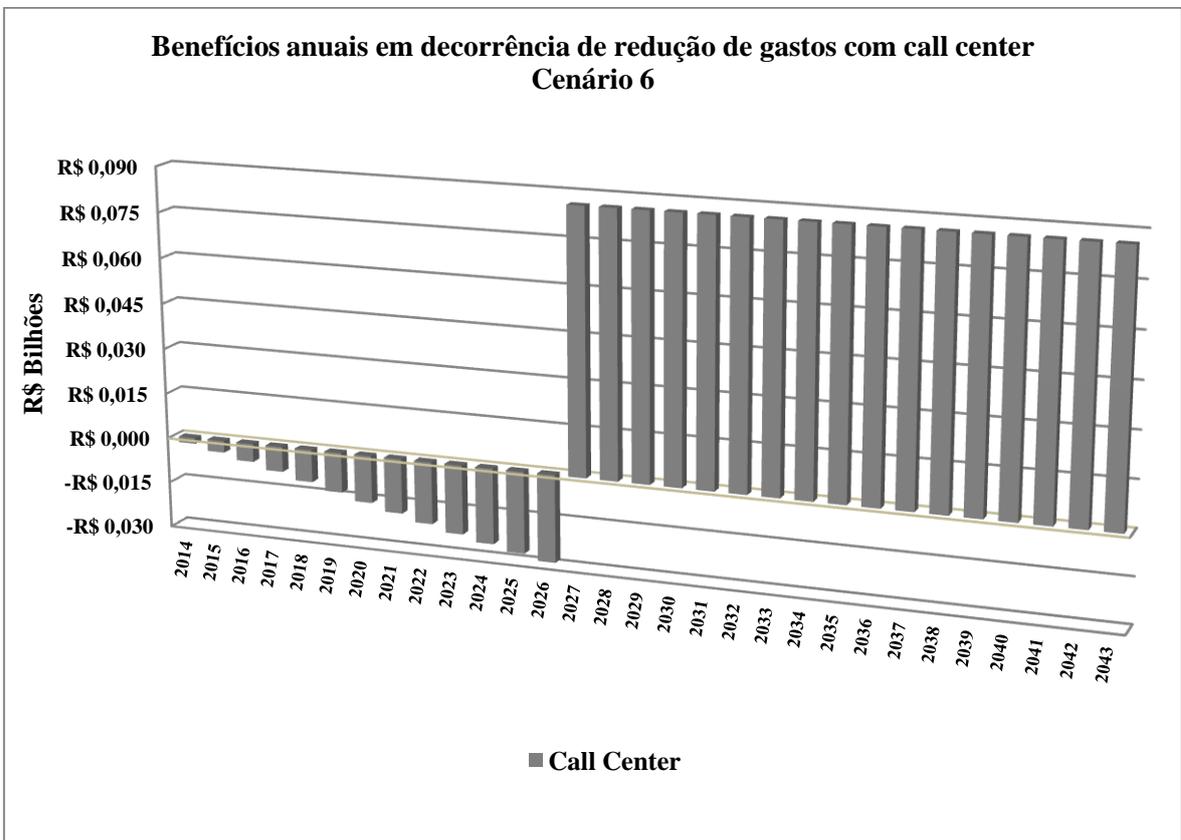


Figura 5.23 - Benefícios anuais do Cenário 6 com redução de gastos com *Call Center*.

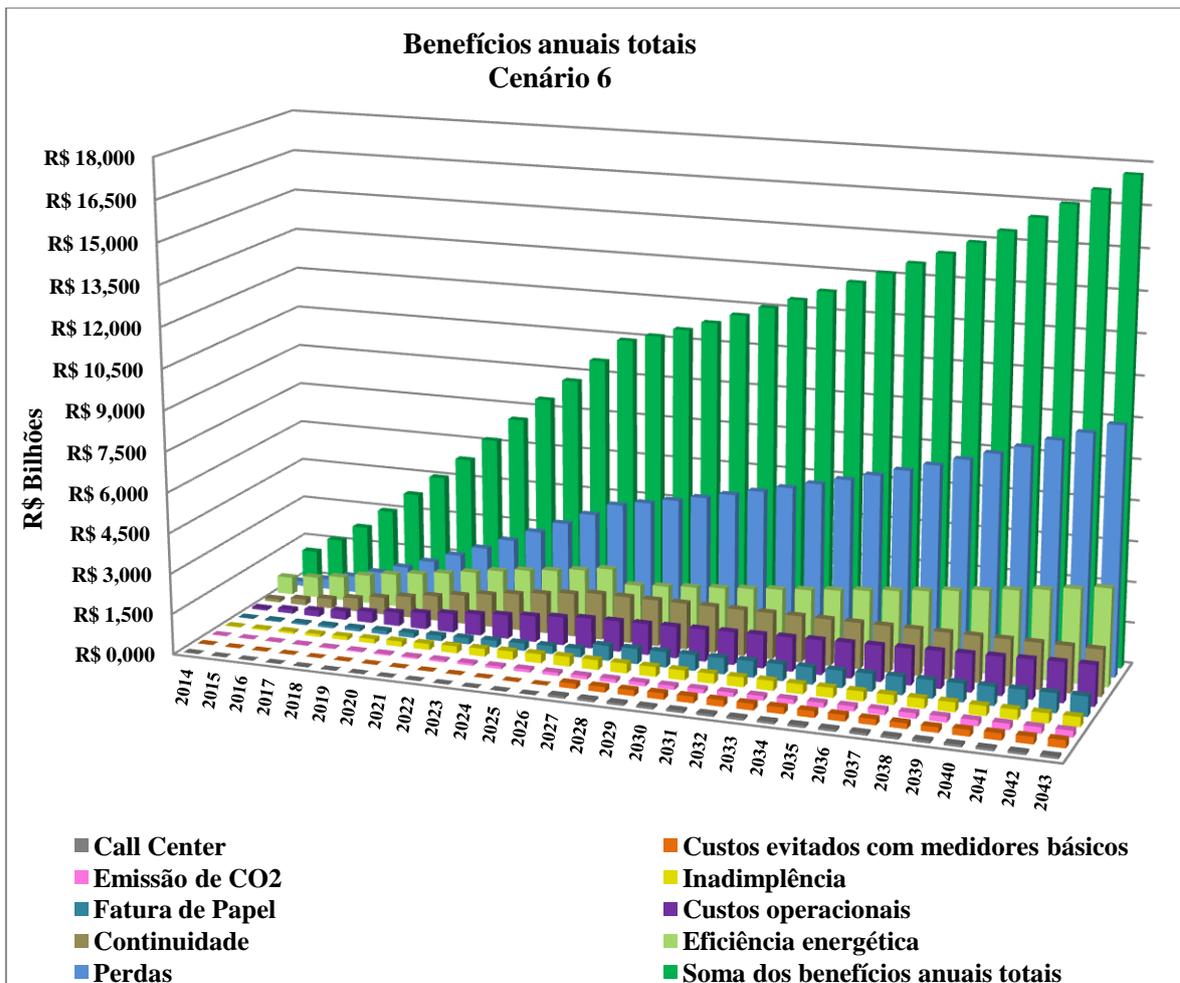


Figura 5.24 - Benefícios anuais totais do Cenário 6.

5.3.3 - Custos versus benefícios do melhor cenário

Os gráficos anteriores mostram os valores monetários anuais, discriminados para o Cenário 6 durante os 30 anos do tempo de análise. Os gráficos tratam de todas as categorias de custos e benefícios envolvidas na análise da implantação de redes inteligentes. Até então, os valores presentes de cada categoria não foram mostrados, mas isso é feito a seguir na Figura 5.25.

A Figura 5.26 mostra uma divisão dos custos e benefícios totais envolvidos na análise do Cenário 6.

A Figura 5.27 é formada com base nas informações das Figuras 5.13 e 5.24 e mostra os valores monetários anuais totais. A Figura 5.27 ainda ilustra uma curva com o saldo de cada ano da análise.

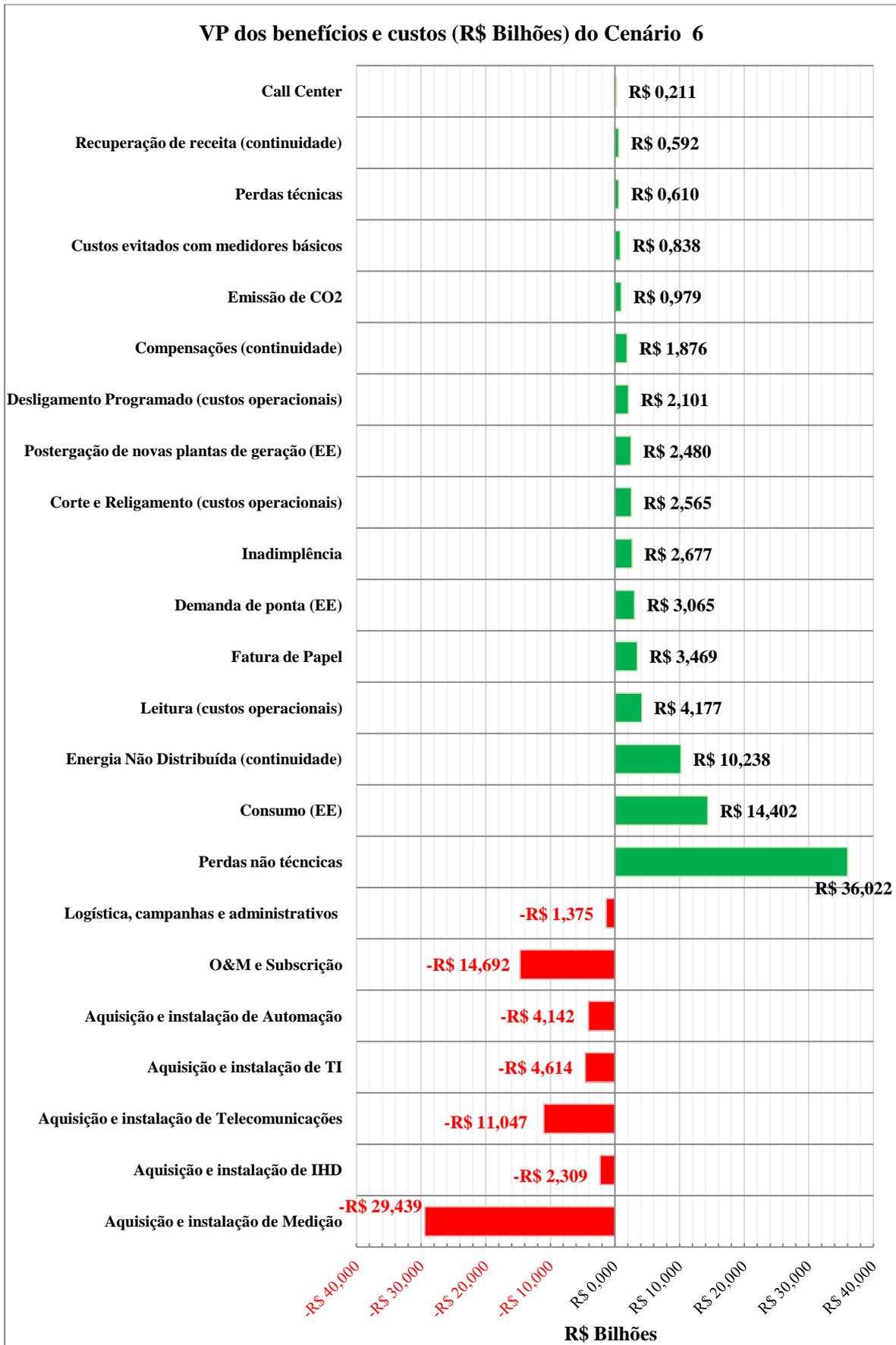


Figura 5.25 - Valor Presente de cada categoria de custos e de benefícios do Cenário 6.

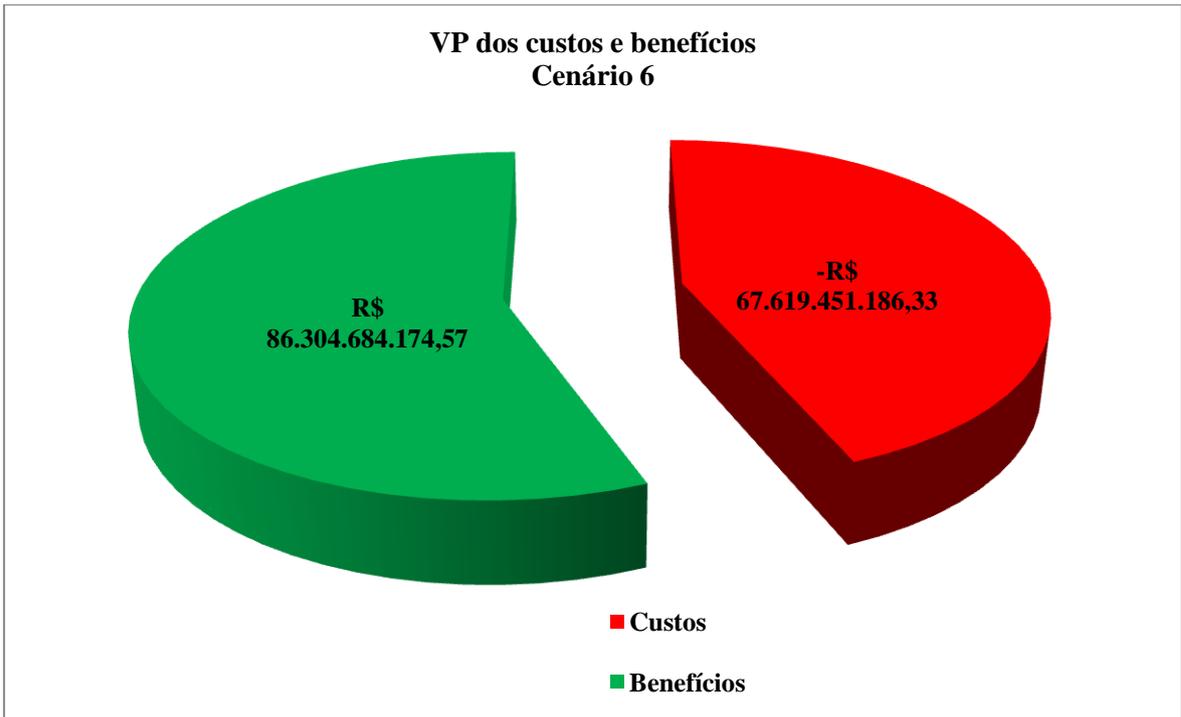


Figura 5.26 - Valor Presente total dos custos e dos benefícios do Cenário 6.

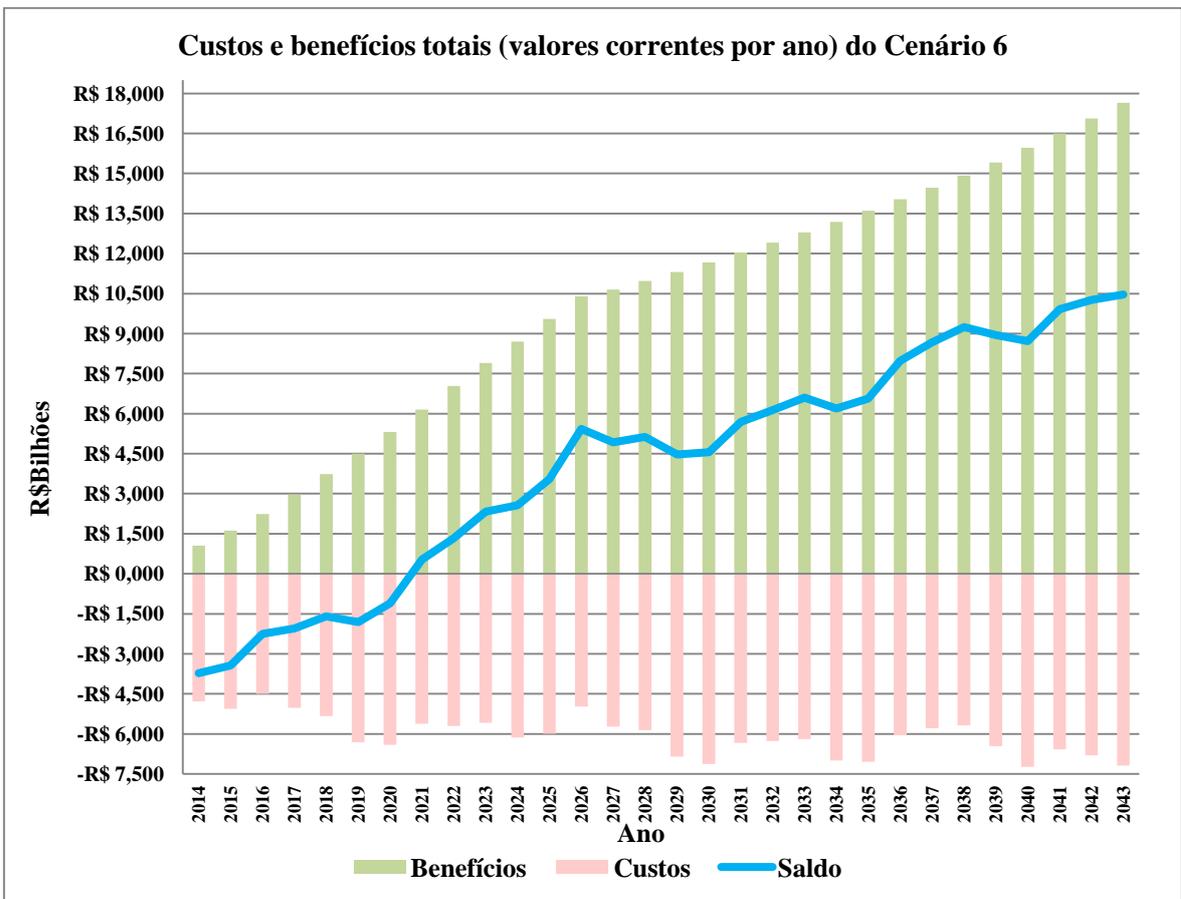


Figura 5.27 - Saldo anual e custos e benefícios anuais totais do Cenário 6.

Pela análise dos gráficos anteriores, nota-se que, para o Cenário 6, o VP das despesas de logística, campanhas de comunicação e administrativas representam R\$ 1,375 bilhões (2,03% do VP total dos custos). O VP dos gastos de O&M e subscrição é de R\$ 14,692 bilhões (21,73% do VP total dos custos). A maior parte dos custos é destinada à aquisição e instalação de equipamentos e sistemas, com VP de 51,552 bilhões (76,24% do VP total dos custos). Entre esses gastos de aquisição e instalação, a maioria se destina aos medidores inteligentes: VP de R\$ 29,439 bilhões (43,54% do VP total dos custos).

Ainda com relação aos custos do Cenário 6, nota-se que o VP dos gastos com aquisição e instalação de automação é de R\$ 4,142 bilhões (6,13% do VP total dos custos) e o VP de TI é de R\$ 4,614 bilhões (6,82% do VP total dos custos). Voltando à Tabela 4.4, percebe-se que o valor inicial contabilizado - tanto para automação, quanto para TI - é de 15% do valor do medidor. Logo, poder-se-ia questionar por qual razão os resultados são diferentes se as premissas de custos são iguais. A explicação é que foram considerados valores de vida útil diferentes: como TI possui vida útil menor, os equipamentos e sistemas são depreciados de forma mais rápida (mais compras são necessárias).

Por outro lado, para os benefícios do Cenário 6, a redução de perdas não técnicas é o maior retorno, com VP de R\$ 36,022 bilhões (41,74% do VP total dos benefícios). Os outros benefícios mais relevantes são redução de consumo decorrente de eficiência energética, com VP de R\$ 14,402 bilhões (16,69% do VP total dos benefícios), e redução da END, com VP de R\$ 10,238 (11,86% do VP total dos benefícios). As vantagens decorrentes da redução de custos operacionais também merecem destaque: o VP dos benefícios com leitura remota é de R\$ 4,177 bilhões (4,84% do VP total dos benefícios), o VP com corte e religamento remotos é de R\$ 2,565 bilhões (2,97% do VP total dos benefícios) e Desligamento Programado é de R\$ 2,101 bilhões (2,43% do VP total dos benefícios).

Comparando-se o Cenário 6 com o Cenário 3, percebe-se uma diferença de custos de R\$ 2,309 bilhões, decorrente da aquisição e instalação de IHD (a presença de IHDs em 20% das UCs abrangidas é única diferença entre os Cenários 3 e 6, uma vez que ambos possuem o mesmo grau de implantação). Pelo lado dos benefícios, o Cenário 6 supera o Cenário 3 em R\$ 4,246 bilhões. A partir da divisão simples desses valores, nota-se que a presença de IHD gera ganhos de R\$ 1,84 a cada R\$ 1,00 investido. Ou seja, os benefícios com IHD são maiores do que os custos decorrentes da implantação desse equipamento.

5.4 - DIVISÃO E PERCEPÇÃO DOS IMPACTOS ENTRE OS AGENTES

Sob a ótica de uma Análise de Impacto Regulatório, resultados favoráveis são aqueles que demonstram que os efeitos líquidos são positivos. Conforme mostrado na Tabela 5.1, todos os seis cenários de implantação apresentam saldos (VPLs) positivos. Entre as opções analisadas, o Cenário 6 maximiza os ganhos líquidos (maior benefício público).

Contudo, cabe ainda uma apreciação sobre quais agentes (atores) enfrentariam os custos e os benefícios da implantação de redes inteligentes. Ou seja, deve-se avaliar quais são os impactos (positivos e negativos) enfrentados por consumidores, distribuidoras, governo e sociedade em geral.

Do ponto de vista dos custos, conforme resumido na Tabela 4.6, parte dos gastos das campanhas de comunicação e parte dos gastos administrativos seriam enfrentados pelos órgãos públicos. Todos os demais custos, resumidos nas Tabelas 4.4, 4.5 e 4.6, seriam arcados pelas distribuidoras de energia elétrica. A Tabela 5.2 exibe a percepção dos custos pelos agentes.

Tabela 5.2 - Percepção dos custos entre os agentes.

Item (Custo)	Consumidor	Distribuidora	Órgãos públicos	Sociedade
Campanhas de comunicação (Gastos anuais iniciais)			✓	
Administrativos (Gasto inicial)			✓	
Aquisição e instalação de equipamentos		✓		
Subscrição, operação e manutenção		✓		
Logística		✓		
Campanhas de comunicação (Gastos anuais)		✓		
Administrativos (Gasto anuais)		✓		

Do ponto de vista dos ganhos, considerou-se que cada categoria de benefício foi direcionada a um agente, com exceção dos ganhos com redução de Energia Não Distribuída, onde foi arbitrado um compartilhamento entre distribuidoras (20%), consumidores (40%) e sociedade (40%). Esse compartilhamento é devido à natureza e às consequências dessa categoria de benefícios, conforme comentado no Item 4.8.2.1. A Tabela 5.3 exibe a percepção dos benefícios pelos agentes.

Tabela 5.3 - Percepção dos benefícios entre os agentes.

Item (Benefício)	Consumidor	Distribuidora	Órgãos públicos	Sociedade
Perdas não técnicas		✓		
Consumo (EE)	✓			
Energia Não Distribuída (continuidade)	✓	✓		✓
Leitura (custos operacionais)		✓		
Fatura de Papel		✓		
Demanda de ponta (EE)		✓		
Inadimplência		✓		
Corte e Religamento (custos operacionais)		✓		
Postergação de novas plantas de geração (EE)				✓
Desligamento Programado (custos operacionais)		✓		
Compensações (continuidade)		✓		
Emissão de CO ₂				✓
Custos evitados com medidores básicos		✓		
Perdas técnicas		✓		
Recuperação de receita (continuidade)		✓		
Call Center		✓		

Diante das Tabelas 5.2 e 5.3 e considerando os valores mostrados na Figura 5.25, é possível chegar à divisão dos impactos monetários para o Cenário 6, conforme mostrado na Figura 5.28 (custos) e na Figura 5.29 (benefícios).

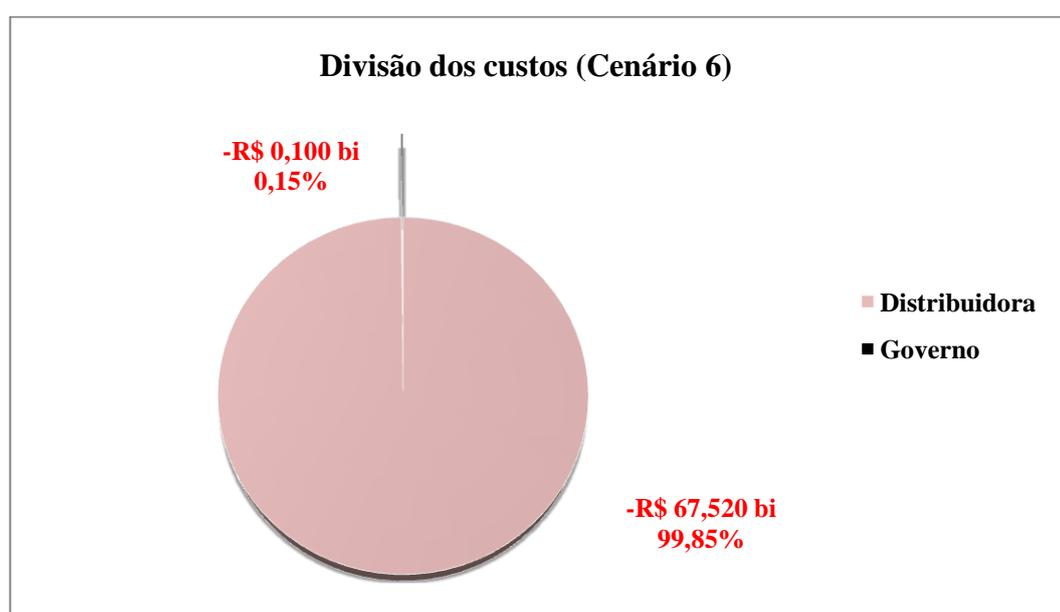


Figura 5.28 - Divisão dos custos no Cenário 6.

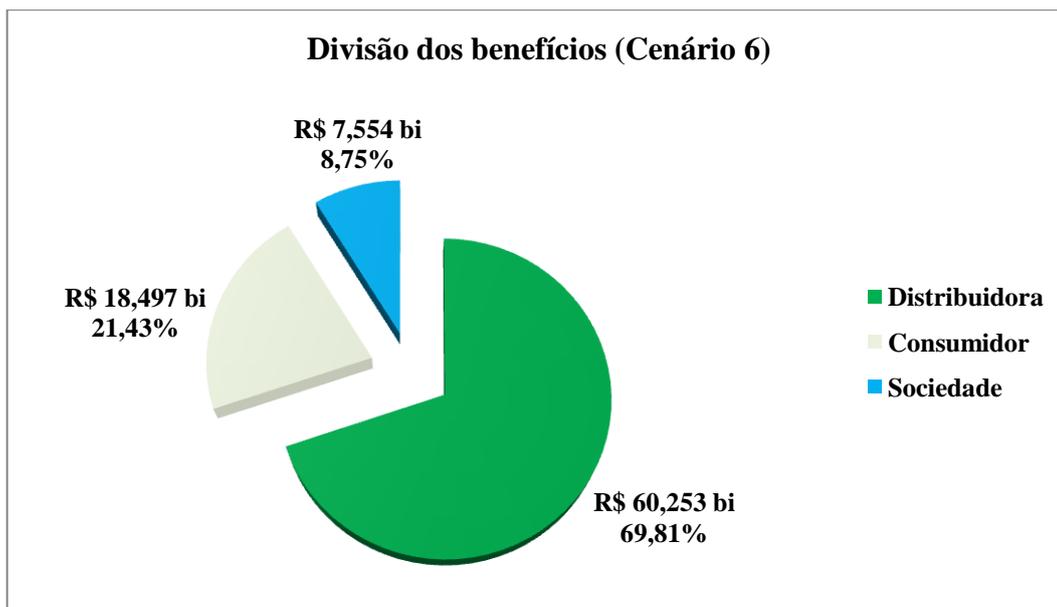


Figura 5.29 – Divisão dos benefícios no Cenário 6.

Pela análise da Figura 5.28, nota-se que quase todos os custos são imputados às distribuidoras. Contudo, ressalta-se que esses custos são um impacto inicial para as empresas de distribuição. O termo “inicial” se refere ao fato de que são de responsabilidade das distribuidoras todas as ações de compra, instalação, operação e manutenção dos equipamentos e sistemas. Essas ações decorrem de investimentos e aquisições realizados pelas próprias distribuidoras. Na revisão tarifária periódica de cada empresa, os custos com a infraestrutura de redes inteligentes seriam incluídos no conjunto de ativos das distribuidoras (base de remuneração regulatória¹²¹) e as despesas operacionais seriam comparadas com os valores regulatórios¹²².

Posteriormente, esses gastos das distribuidoras seriam remunerados por meio das tarifas pagas pelos consumidores. De uma forma simplista, é como se os consumidores fossem financiados pelas distribuidoras.

¹²¹ Segundo a definição adotada pela Aneel, base de remuneração são investimentos prudentes, requeridos pela concessionária para prestar o serviço público de distribuição de acordo com as condições estabelecidas no contrato de concessão, avaliados a preços de mercado e adaptados através dos índices de aproveitamento. Mais informações estão disponíveis no Submódulo 2.3 do Proret (Aneel, 2013b).

¹²² Para a definição de um nível eficiente, a Aneel procede a uma análise comparativa e considera ganhos de produtividade e os custos das distribuidoras, além das características das áreas de cada concessão. Mais informações estão disponíveis no Submódulo 2.2 do Proret (Aneel, 2013b).

Em momentos tarifários posteriores, em função do regime de regulação por incentivo adotado pela Aneel, os benefícios alcançados pelas distribuidoras com a implantação de redes inteligentes também seriam revertidos aos consumidores. O espaço de tempo entre revisões estimula as distribuidoras a buscarem ganhos decorrentes eficiências e economias, ficando para revisão tarifária o compartilhamento desses benefícios com os consumidores. Ou seja, a regulação por incentivo incita as empresas a aumentarem a produtividade e posteriormente os ganhos são repassados aos consumidores na forma de redução da tarifa.

A partir das cláusulas dos contratos de concessão e dos regulamentos da Aneel, é possível capturar e compartilhar os ganhos que as distribuidoras obtiveram nas categorias de benefícios assinalados na Tabela 5.3. Assim, mesmo que ocorram aumentos na tarifa nos primeiros anos decorrentes dos investimentos em redes inteligentes, a tendência é de se observarem quedas posteriores (modicidade tarifária), mantendo o benefício público e os efeitos líquidos positivos.

Pelo lado dos consumidores, os benefícios na categoria de redução de consumo (eficiência energética) seriam percebidos de forma imediata por meio da redução do valor das faturas. Os benefícios com redução da END também seriam percebidos no dia a dia das pessoas.

Cabe ainda ressaltar que existiriam outros impactos positivos decorrentes da implantação de redes inteligentes, em especial aqueles relacionados ao desenvolvimento da atividade econômica no Brasil (geração de empregos, avanço industrial, formação de mão de obra especializada e ampliação de mercado).

5.5 - IMPACTO MONETÁRIO DA IMPLANTAÇÃO

Por fim, conforme mostrado na Tabela 2.1, relembra-se que em algumas experiências internacionais foi formalizada a cobrança de uma taxa mensal para custear a implantação das tecnologias de redes inteligentes. Essa seria uma alternativa, em substituição ao processo ordinário de reconhecimento dos custos embutidos no valor da tarifa. Se fosse adotada uma taxa para o caso do Cenário 6, ela seria de valor mensal de R\$ 5,35 durante o tempo de análise (30 anos). De toda forma, os processos de captura e compartilhamento para modicidade tarifária seriam mantidos.

Para cada cenário, a Tabela 5.4 mostra o valor dessa taxa hipotética para custear a implantação das tecnologias de redes inteligentes. Os valores consideram o pagamento mensal (durante 30 anos) por parte de todas as unidades consumidoras existentes, não apenas aquelas que teriam os medidores substituídos. Essa postura seria possível, pois todos os benefícios seriam percebidos por todos consumidores, com exceção do benefício de redução do valor das faturas em decorrência da redução de consumo (no caso de eficiência energética decorrente do faturamento da Tarifa Branca), que só seria percebido pelo consumidor com medição inteligente implantada.

Tabela 5.4 - Taxa hipotética mensal por UC para implantação de redes inteligentes.

Cenário	Taxa mensal
C1	R\$ 2,59
C2	R\$ 4,13
C3	R\$ 5,16
C4	R\$ 2,68
C5	R\$ 4,28
C6	R\$ 5,35

5.6 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

As variáveis mais importantes são objeto de análise de sensibilidade. O objetivo é determinar o efeito de variações de um determinado item no resultado da Análise. Esse tipo de avaliação se constitui em uma ferramenta para mitigar eventuais incertezas associadas às estimativas.

Na condução dos testes de sensibilidade, convencionou-se como valor de corte aquele valor a partir do qual o cenário se torna inviável. Valores de corte próximos aos valores adotados na AIR indicam risco alto. Quanto mais distantes estão esses valores, maior é a segurança para o resultado da análise.

5.6.1 - TESTE DO CUSTO DE AQUISIÇÃO DO MEDIDOR INTELIGENTE

Adotou-se na análise o valor de R\$ 355,00 para o custo de aquisição do medidor inteligente. Conforme já destacado, esse custo é um dos principais pontos da análise. Isso se deve a dois motivos: os gastos com compra e instalação desses equipamentos são os

maiores custos da análise; e o custo do medidor é a base para estimativa dos gastos com a infraestrutura de telecomunicações, automação e TI.

A análise de sensibilidade para o custo do medidor inteligente indica que o valor de R\$ 461,79 é o limite para que o melhor cenário (Cenário 6) apresente saldo igual à zero. Trata-se do valor de corte, a partir do qual o cenário se torna inviável. Como o Cenário 6 é o melhor, a partir desse custo, nenhum cenário apresenta saldo positivo.

O teste ainda mostra que o valor de R\$ 450,16 é o limite para que o pior cenário (Cenário 1) apresente saldo igual à zero. Com esse custo, todos os demais cenários ainda apresentam saldos positivos, embora pequenos. Trata-se do valor de corte para o Cenário 1.

A Tabela 5.5 apresenta o valor de corte para cada cenário. Além do valor de aquisição do medidor inteligente no primeiro ano, a tabela mostra o custo do medidor em 2034 (ano 21), resultado da saturação de 70,0% (decorrência da redução anual dos custos com ganhos de escala e evolução tecnológica).

Tabela 5.5 - Valor de corte do custo do medidor inteligente para cada cenário.

Cenário	Valor de corte no Ano 1	Valor de corte no Ano 21	Saldo do Cenário
C1	R\$ 450,16	R\$ 315,11	R\$ 0,00
C2	R\$ 450,58	R\$ 315,41	R\$ 0,00
C3	R\$ 450,73	R\$ 315,51	R\$ 0,00
C4	R\$ 461,22	R\$ 322,86	R\$ 0,00
C5	R\$ 461,65	R\$ 323,16	R\$ 0,00
C6	R\$ 461,79	R\$ 323,26	R\$ 0,00

Ou seja, se o custo do medidor inteligente for menor do R\$ 461,79, ao menos o Cenário 6 ainda apresentará resultado positivo. Por outro lado, se o valor for maior do que R\$ 461,79, não haveria cenário viável para substituição dos medidores, de acordo com as estimativas adotadas nesta AIR. Ainda como comparação, os valores constantes da Tabela 4.4 são confrontados com esse valor de corte, conforme mostrado a seguir na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 - Resultados da aplicação do valor de corte do custo do medidor inteligente.

Item	Custo adotado na AIR	Valor de corte do Cenário 6
Medidor inteligente (aquisição)	R\$ 355,00	R\$ 461,79
Medidor inteligente (instalação)*	R\$ 20,00	R\$ 20,00
IHD (aquisição)* **	R\$ 125,00	R\$ 125,00
IHD (instalação)*	R\$ 20,00	R\$ 20,00
Telecomunicações (40% do valor de aquisição do medidor)	R\$ 142,00	R\$ 184,72
Automação (15% do valor de aquisição do medidor)	R\$ 53,25	R\$ 69,27
TI (15% do valor de aquisição do medidor)	R\$ 53,25	R\$ 69,27
Total por UC (cenários sem IHD)	R\$ 623,50	R\$ 805,05
Total por UC (cenários com IHD)	R\$ 768,50	R\$ 950,05

*Não variam com o custo de aquisição do medidor inteligente.

** A análise de sensibilidade para o custo do IHD é alvo do item seguinte.

Como os custos outros equipamentos (telecomunicações, automação e TI) são proporcionais ao custo do medidor, a Tabela 5.6 mostra que até R\$ 805,05 por unidade consumidora ainda há um cenário sem IHD viável. Para cenários com IHD, esse valor é de R\$ 950,05 por ponto.

Além do aumento nos custos com aquisição e instalação de equipamentos e sistemas de telecomunicações, de automação e de TI, o aumento no custo do medidor ainda produz acréscimos nos gastos de O&M e subscrição.

A Figura 5.30 apresenta a variação do saldo¹²³ do melhor cenário (Cenário 6) em função da variação do custo de aquisição do medidor inteligente. Note que, caso o custo do medidor fosse de R\$ 200,00, o saldo do Cenário 6 seria de R\$ 45,805 bilhões. Além dessa informação, na Figura ainda estão destacados em vermelho outros três pontos importantes: o custo do medidor contabilizado na AIR; o valor de corte do Cenário 1; e o valor de corte do Cenário 6.

¹²³ Saldo é o valor presente líquido resultado da diferença entre os benefícios totais e os custos totais. Na Tabela 5.1, o saldo está representado na coluna de mesmo nome.

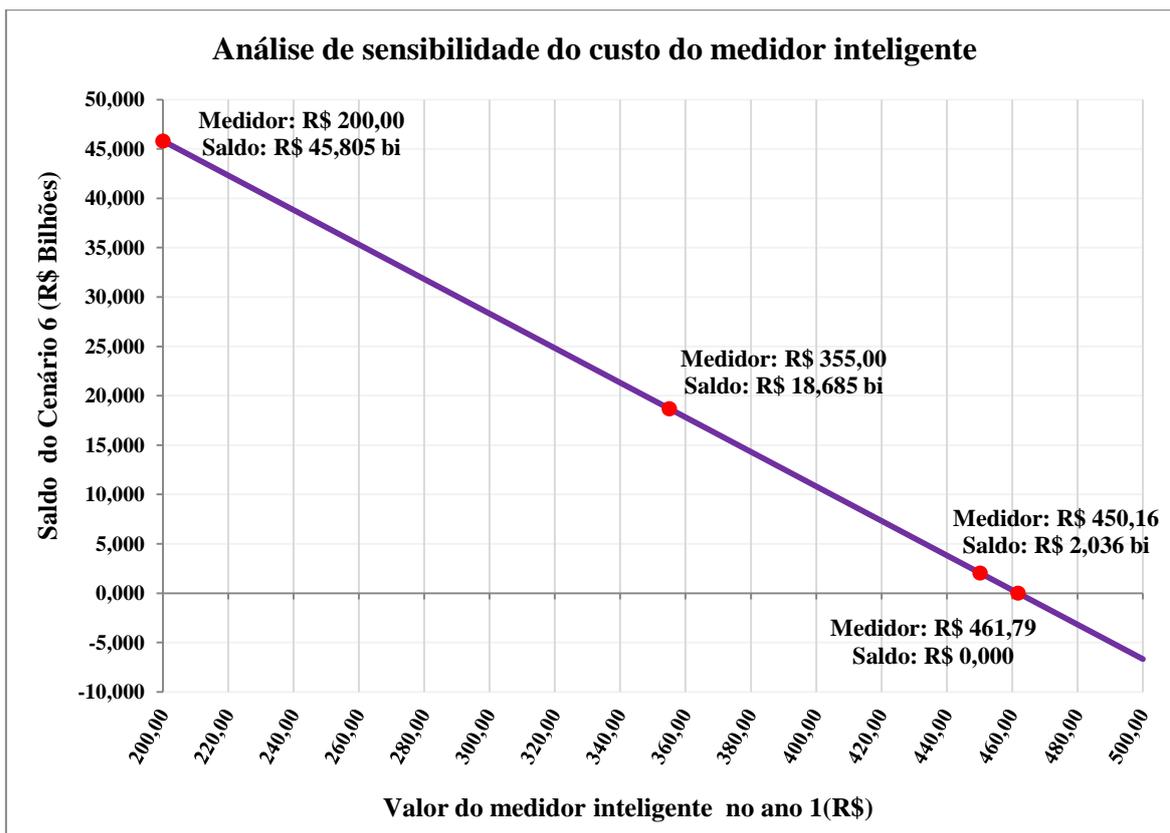


Figura 5.30 - Teste do custo de aquisição do medidor inteligente e o reflexo no Cenário 6.

O teste de sensibilidade para o valor de aquisição do medidor inteligente indica boa segurança para o custo adotado, uma vez que o valor de corte do Cenário 6 (R\$ 461,79) é 30,1% maior do que o valor adotado nesta análise (R\$ 355,00).

5.6.2 - TESTE DO CUSTO DE AQUISIÇÃO DO IHD

Adotou-se nesta análise o valor de R\$ 125,00 para o custo de aquisição do IHD, incluindo gastos com rede HAN. A análise de sensibilidade para esse item indica que o valor de R\$ 249,48 é o limite para que os cenários 4,5 e 6 apresentem saldos iguais aos cenários 1, 2 e 3, respectivamente (para esse valor tem-se $\text{Saldo}_{\text{Com IHD}} = \text{Saldo}_{\text{Sem IHD}}$).

Acima desse valor, os saldos dos cenários 1, 2 e 3 são maiores. Ou seja, para valores acima de R\$ 249,48, os custos trazidos pela implantação de IHDs são maiores do que os benefícios decorrentes da implantação desse dispositivo.

A Figura 5.31 apresenta a variação do saldo dos cenários com IHD em função da variação do custo de aquisição desse equipamento.

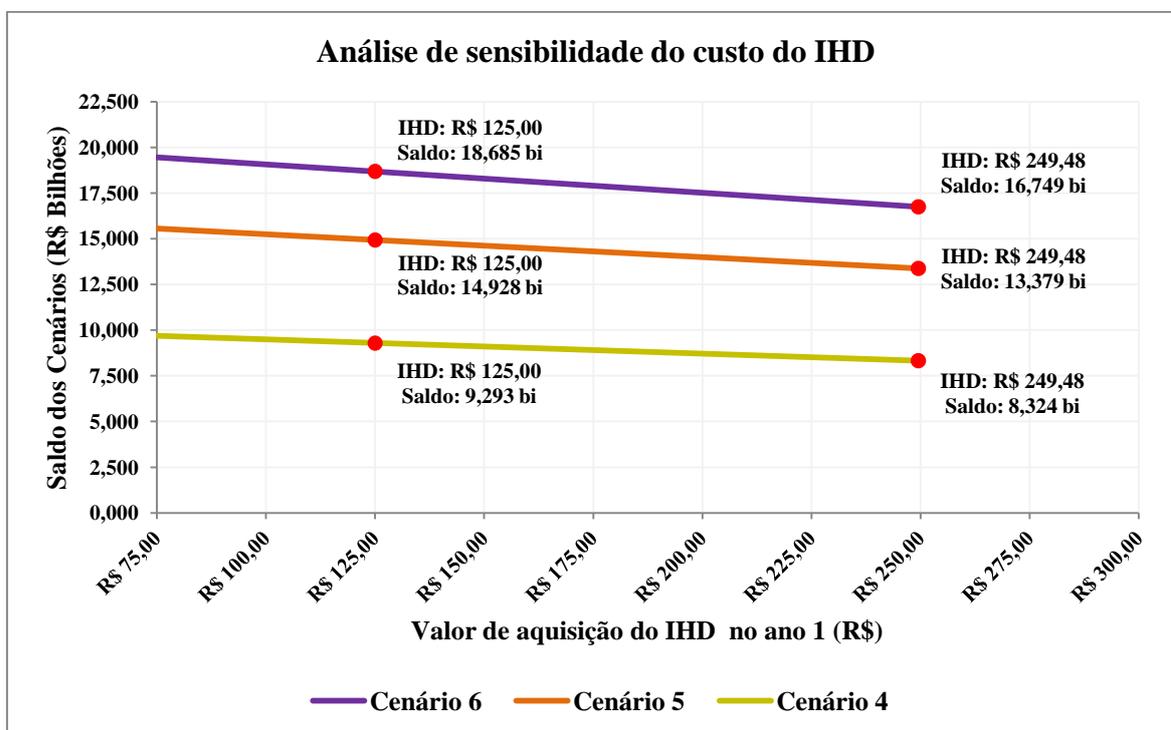


Figura 5.31 - Teste do custo de aquisição do IHD e o reflexo nos Cenários 4, 5 e 6.

O teste de sensibilidade para o valor de aquisição do IHD (com HAN) indica boa segurança para o custo adotado, uma vez que o valor de corte (R\$ 249,48) é praticamente o dobro (99,58% maior) do valor contabilizado nesta análise (R\$ 125,00).

5.6.3 - TESTE DO PERCENTUAL DE REDUÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS

Adotou-se neste trabalho o percentual de redução de perdas não técnicas de 33,3%. Conforme Figuras 5.14 e 5.25, esse é o maior benefício desta AIR.

A análise de sensibilidade para esse parâmetro indica que o valor de 16,10% é a menor redução de perdas não técnicas para que o melhor cenário (Cenário 6) apresente saldo igual a zero. Como o Cenário 6 é o melhor, com valores abaixo desse percentual, nenhum cenário apresenta saldo positivo. Os resultados mostram relativa segurança para o percentual adotado. A Tabela 5.7 apresenta o valor de corte para cada cenário.

Tabela 5.7 - Valor de corte do percentual de redução de perdas não técnicas para cada cenário.

Cenário	Valor de corte	Saldo do Cenário
C1	17,98%	R\$ 0,00
C2	17,91%	R\$ 0,00
C3	17,89%	R\$ 0,00
C4	16,19%	R\$ 0,00
C5	16,13%	R\$ 0,00
C6	16,10%	R\$ 0,00

A Figura 5.32 apresenta a variação do saldo dos cenários em função da variação do percentual de redução de perdas não técnicas.

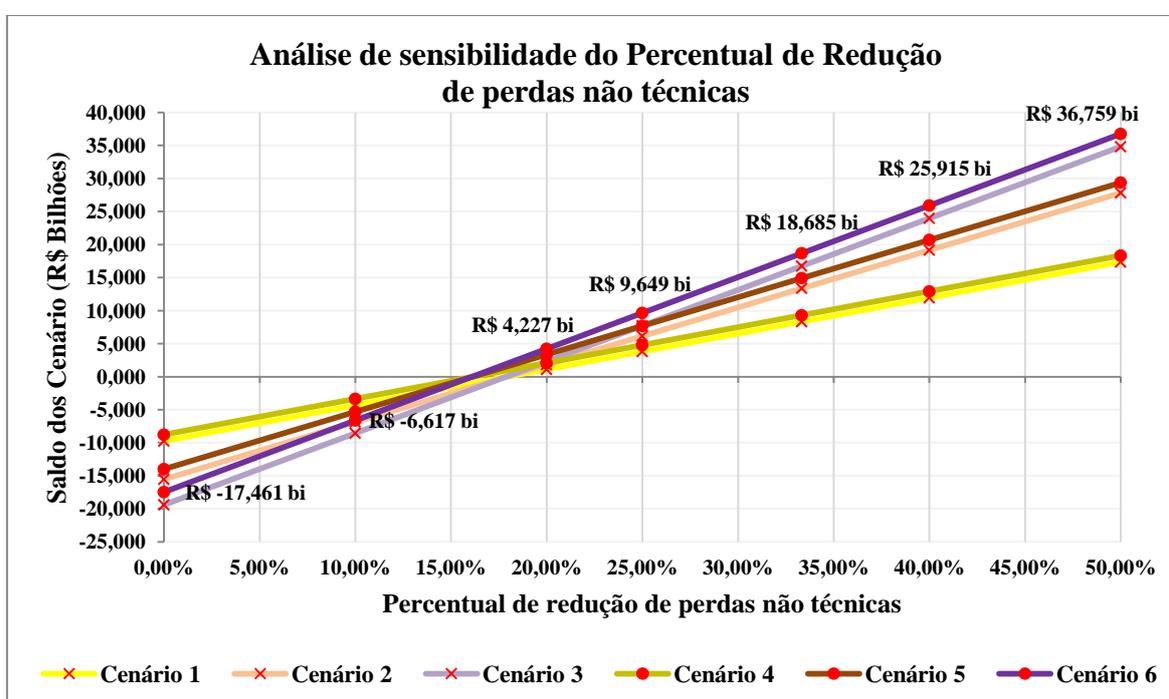


Figura 5.32 - Teste do percentual de redução de perdas não técnicas e o reflexo nos cenários.

5.6.4 - TESTE DO PERCENTUAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Adotou-se neste trabalho o percentual de eficiência energética de 2,5% para cenários sem IHD e de 5,0% com IHD. Esses percentuais causam reflexos em três grupos de benefícios: redução de consumo, redução da demanda de ponta (redução de investimentos em distribuição) e redução da necessidade de novas plantas de geração. Conforme Figuras 5.14 e 5.25, eficiência energética é o segundo maior benefício desta AIR.

Além disso, eficiência energética tem influência na redução de perdas técnicas e na redução da emissão de CO₂ (emissão decorrente de consumo e emissão decorrente de perdas técnicas). Nesse item, realiza-se a análise de sensibilidade considerando os efeitos sobre os resultados de todos esses grupos.

Para esse teste, dividiu-se a análise de sensibilidade em duas partes: Cenários 1, 2 e 3 (sem IHD) e Cenários 4, 5 e 6 (com IHD).

Nos Cenários sem IHD, a análise de sensibilidade para eficiência energética indica que o valor de 0,1470% é a menor redução para que o Cenário 3 apresente saldo igual à zero. Com reduções abaixo desse percentual, os Cenários 1, 2 e 3 apresentam saldo negativo. Mesmo sendo um dos maiores benefícios, o valor de corte para eficiência energética é muito próximo de zero e indica que, com pequenas reduções, os cenários se mostram positivos.

Os resultados mostram boa segurança para o percentual adotado. A Tabela 5.8 apresenta o valor de corte para cada cenário sem IHD.

Tabela 5.8 - Valor de corte do percentual de eficiência energética para os Cenários 1, 2 e 3.

Cenário	Valor de corte	Saldo do Cenário
C1	0,1610%	R\$ 0,00
C2	0,1505%	R\$ 0,00
C3	0,1470%	R\$ 0,00

A Figura 5.33 apresenta o saldo dos Cenários 1, 2 e 3 (sem IHD) em função da variação do percentual de eficiência energética. Os pontos destacados em vermelho marcam o percentual adotado na AIR (2,5%).

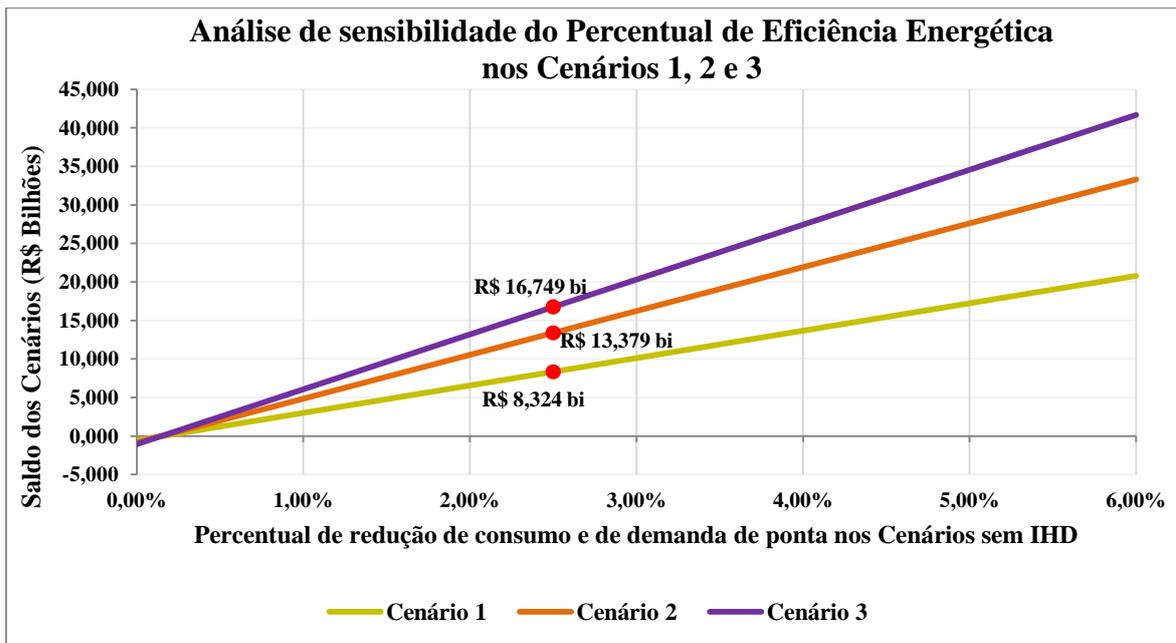


Figura 5.33 - Teste do percentual de eficiência energética e o reflexo nos Cenários 1, 2 e 3.

Nos Cenários com IHD, a análise de sensibilidade indica que o valor de 3,66% é a menor redução para que os Cenários 4, 5 e 6 apresentem saldos iguais aos Cenários 1, 2 e 3. Ou seja, se as reduções de consumo e de demanda de pico forem menores do que 3,66%, a instalação de IHD traz mais custos do que benefícios. Com isso, esse é valor de corte para os cenários com IHD. A Figura 5.34 apresenta o saldo dos Cenários 4, 5 e 6 (com IHD) em função da variação do percentual de eficiência energética. Os pontos destacados em vermelho marcam o valor de corte (3,66%) e o percentual adotado na AIR (5,0%).

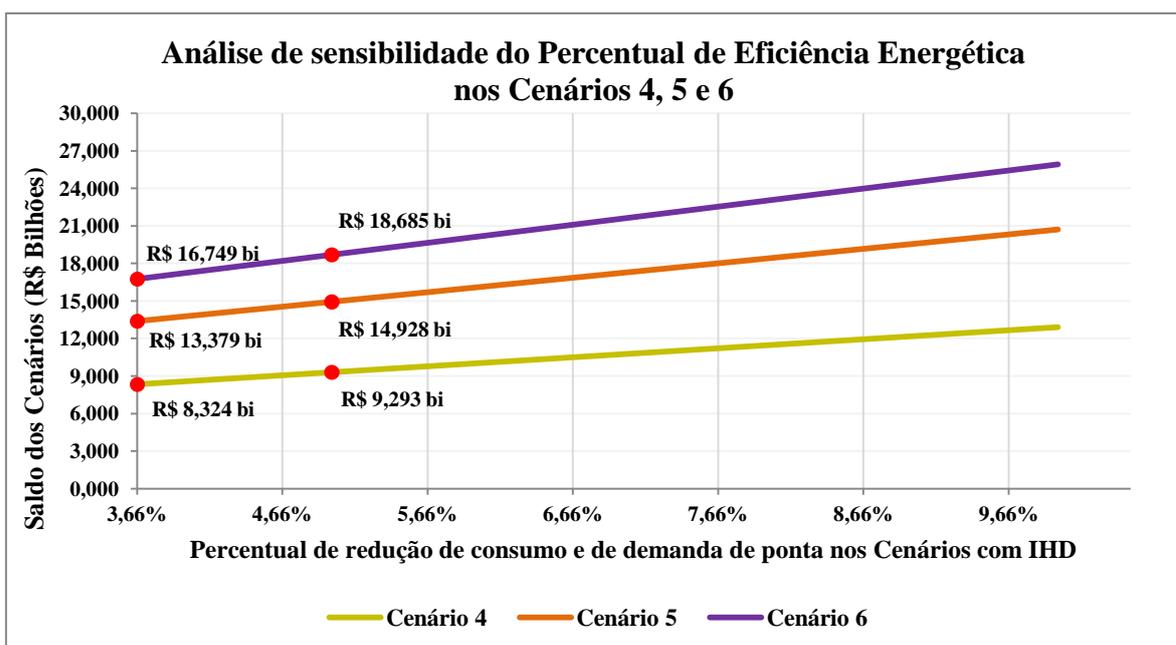


Figura 5.34 - Teste do percentual de eficiência energética e o reflexo nos Cenários 4, 5 e 6.

5.6.5 - TESTE DO PERCENTUAL DE MELHORIA DA QUALIDADE

Adotou-se neste trabalho o percentual de redução de 40,0% da duração das interrupções (redução de 40,0% do indicador DEC Brasil), o que reflete em três grupos de benefícios (redução da END, redução de compensações e recuperação de receita). Nesse item, realiza-se a análise de sensibilidade considerando esses três grupos.

Conforme Figuras 5.14 e 5.25, a melhoria da qualidade do serviço é o terceiro maior benefício desta AIR.

A análise de sensibilidade para esse parâmetro indica que mesmo que fosse considerado um percentual de redução nulo, todos os cenários ainda seriam positivos (ou seja, caso não fosse considerada a melhoria da qualidade, a implantação ainda seria viável). O teste mostra que, caso não ocorresse nenhuma redução no DEC, o saldo do Cenário 6 seria de R\$ 5,979 bilhões e do Cenário 1 seria de R\$ 1,971 bilhões. Trata-se de total segurança para o valor adotado.

A Figura 5.35 apresenta a variação do saldo dos cenários em função da variação da redução do percentual do indicador DEC Brasil.

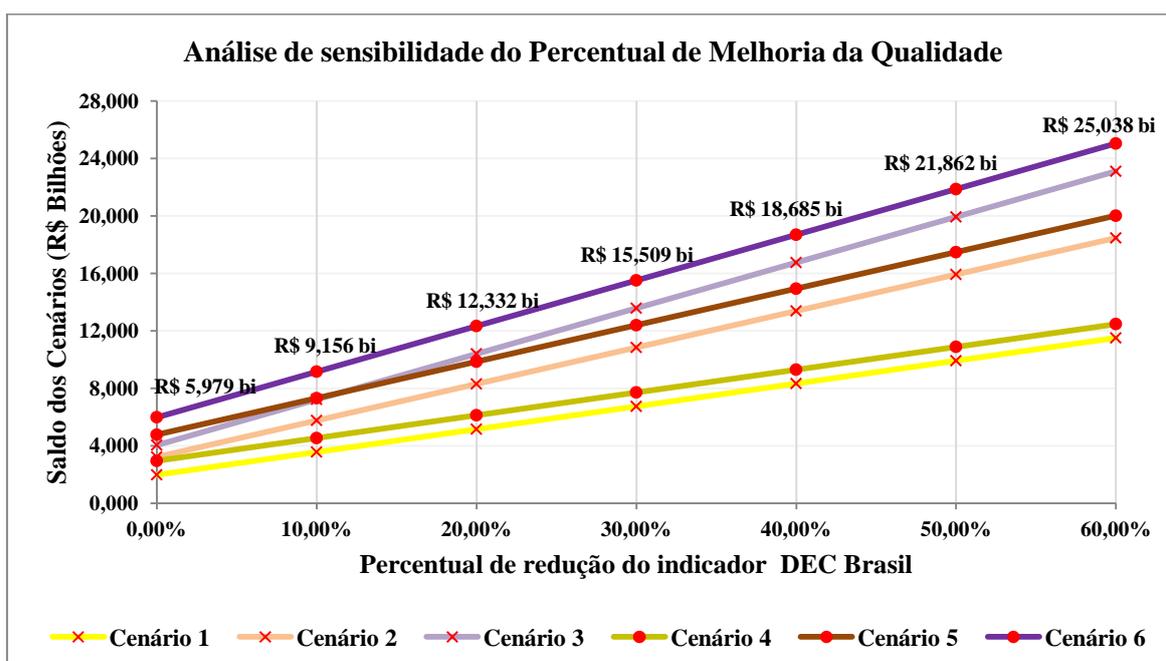


Figura 5.35 - Teste do percentual de redução do indicador DEC Brasil e o reflexo nos cenários.

5.6.6 - TESTE DO TEMPO DE ANÁLISE

Adotou-se neste trabalho o tempo de análise de 30 anos. Períodos maiores do que esse tempo resultam em saldos mais positivos. Nesse contexto, como forma de avaliar o risco relacionado a um período tão grande como três décadas, foram testados tempos menores.

Caso fosse adotado um tempo de análise igual ao ciclo de implantação (13 anos), todos os cenários apresentariam saldos negativos e as redes inteligentes seriam inviáveis sob essa ótica.

A Figura 5.36 apresenta a variação do saldo dos cenários em função da variação do tempo de análise. Na Figura 5.36, os pontos destacados em vermelho representam os seguintes tempos: 13 anos; 20 anos; 26 anos e 30 anos (valor adotado na AIR).

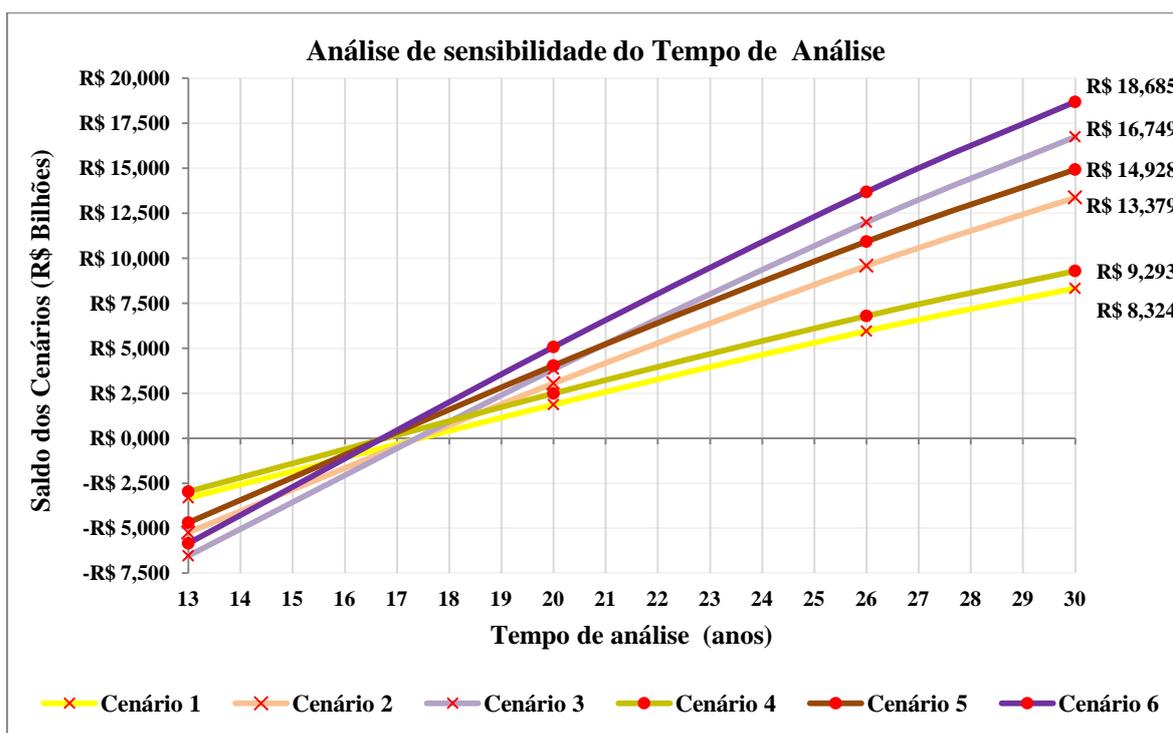


Figura 5.36 - Teste do tempo de análise e o reflexo nos cenários.

Com relação aos valores de corte dos cenários, nota-se que, a partir de 17 anos de tempo de análise, os cenários 4, 5 e 6 apresentam resultados favoráveis. A partir de 18 anos, todos os cenários já mostram resultados positivos. Os resultados mostram relativa segurança para o percentual adotado.

5.6.7 - TESTE DA TAXA DE DESCONTO

Adotou-se neste trabalho a taxa de desconto de 7,50% (WACC real depois de impostos). Os valores de corte desta taxa foram apresentados inicialmente na Tabela 5.1 a partir da ilustração das Taxas Internas de Retorno - TIR de cada cenário.

A Figura 5.37 apresenta a variação do saldo dos cenários em função da variação da taxa de desconto. Na Figura 5.37, os pontos em vermelho representam as seguintes taxas: 6,00%; 7,50% (taxa adotada na AIR); 9,00%; 10,50%; 12,00%; e 14,00% (TIR do Cenário 6).

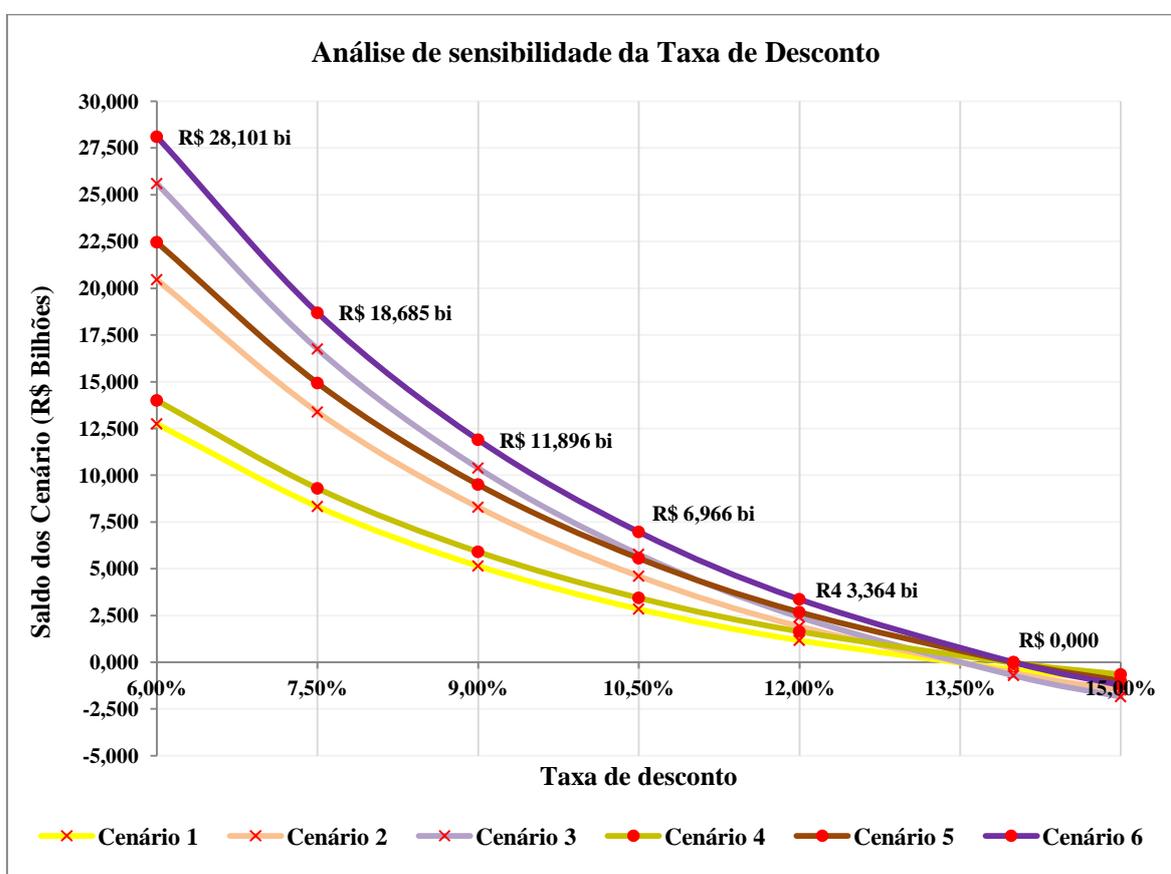


Figura 5.37 - Teste da taxa de desconto e reflexo nos cenários.

O teste de sensibilidade para a taxa de desconto indica boa segurança para o valor adotado na análise: todos os cenários apresentam saldos positivos para taxas menores do que 13,41%.

6 - CONCLUSÕES

6.1 - CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Conclui-se que foram alcançados os objetivos propostos pelo presente trabalho. O conteúdo da tese apresenta o cálculo dos impactos da implantação de redes inteligentes no Brasil, elencando subsídios relevantes acerca das novas tecnologias e da ferramenta de AIR.

O texto oferece extensa pesquisa bibliográfica relativa aos custos e aos benefícios de tecnologias relacionadas a redes inteligentes, com catalogação de dados reais e de estimativas nacionais e de diversos outros países. A partir da contextualização dessas tecnologias e das novas oportunidades vislumbradas para o setor elétrico brasileiro, os dados coletados foram úteis para provar que a implantação em grande escala de redes inteligentes é economicamente viável no país.

Destaca-se que o trabalho deixa subsídios para o setor elétrico (distribuidoras, consumidores, fabricantes) no que diz respeito à análise de viabilidade econômica de redes inteligentes no Brasil. Especificamente para as distribuidoras, a tese também apresenta subsídios que podem ser utilizados para o julgamento acerca da implantação de redes inteligentes em cada empresa.

Cabe ainda destacar que as informações, cálculos e resultados apresentados podem servir de apoio para instrução processual e embasamento de decisões da Aneel, do MME ou até mesmo do Congresso Nacional. Essa é uma das funções de uma AIR: auxiliar o processo decisório, apresentando dados objetivos, evidências e julgamentos aos tomadores de decisão, ponderando cenários, opções e pressupostos para a avaliação. Aliás, também é função de um trabalho acadêmico oferecer pesquisas que apoiem soluções à sociedade. Assim, do ponto de vista dos elementos de análise de impacto regulatório, a tese apresenta contribuições para disseminação e fortalecimento da ferramenta em ministérios, agências e outros órgãos. Trata-se de uma contribuição aos processos de elaboração de políticas públicas e de regulamentos

6.2 - PRINCIPAIS ASPECTOS E CONCLUSÕES

O trabalho utilizou-se de elementos de Análise de Impacto para apresentar evidências e informações objetivas acerca do saldo positivo de uma eventual implantação de redes inteligentes no Brasil. Os resultados monetários concluem pela viabilidade de um programa de grande escala no país.

Após a parte introdutória, o Capítulo 2 apresentou a conceituação das redes inteligentes e tratou de algumas experiências sobre o tema. Os principais motivadores brasileiros - redução de perdas não técnicas, melhoria da qualidade e eficiência energética – confirmaram-se como aqueles que realmente apresentam os maiores benefícios monetários.

O Apêndice A mostrou informações sobre as despesas relacionadas aos principais pilotos conduzidos no Brasil. Os custos totais dos projetos mostram uma indicação dos montantes que podem ser enfrentados pelas distribuidoras na implantação em massa. Contudo, uma conclusão positiva é que os preços verificados nos pilotos tendem a cair, uma vez que são ambientes experimentais e economias de escala seriam verificadas em grandes aquisições.

O Capítulo 3 contextualizou a teoria de AIR. Diante das iniciativas do país, conclui-se que ainda são poucos os casos reais em que foram realizadas análises de impacto regulatório no país. Os casos já verificados no Brasil não são tão completos e detalhados como esta tese.

Das conclusões do processo de AIR, destaca-se que a finalidade é colaborar para a melhoria da qualidade da regulação no Brasil. O objetivo geral da AIR é possibilitar decisões mais embasadas: o emprego desse processo contribui para a elaboração das normas, promovendo eficiência e melhorando o bem-estar social.

Diante da caracterização das tecnologias relacionadas a redes inteligentes e da conceituação de AIR, os parâmetros, custos e benefícios contemplados pela análise foram expostos e justificados no Capítulo 4. Ainda foram elencados custos e benefícios não contabilizados e o Apêndice B compilou informações nacionais e internacionais.

O Apêndice C avaliou no Cenário Zero a não intervenção (“não fazer nada”) e estimou o prejuízo com perdas não técnicas no Brasil em 2012 da ordem de R\$ 10 bilhões. Com isso, foi apresentada uma referência para a definição do problema, caracterizando a necessidade de implantação de redes inteligentes no Brasil.

A AIR se baseou em seis cenários de implantação, que variam a quantidade de UCs com instalação de medidores inteligentes e a instalação de equipamentos IHDs em parte dessas unidades. O perfil e o ciclo de implantação foram adotados com foco na logística do programa, considerando fatores de capacidade operacional das distribuidoras e as possibilidades de produção e atuação dos fabricantes e prestadores de serviços. Os fluxos de caixa foram analisados durante 30 anos (2014 a 2043).

A Análise incluiu gastos com aquisição (Capex) e instalação de equipamentos e sistemas de medição, telecomunicações, automação, tecnologia da informação e interface/*feedback* (IHDs). Gastos com Opex incluíram subscrição, operação e manutenção. A análise ainda contemplou despesas com logística do programa de implantação, com campanhas de comunicação e sensibilização de consumidores e custos administrativos. Nesse contexto, o modelo avançado de medidor e a infraestrutura completa de tecnologias considerados na análise foram pressupostos para adoção do amplo conceito de redes inteligentes.

Pelo lado dos benefícios, algumas das nove categorias foram divididas, de modo que a análise contabilizou ganhos em dezesseis itens distintos. Os benefícios espalham-se para distribuidoras, consumidores, setor elétrico e para a sociedade em geral.

Conforme foi destacado, alguns componentes não foram monetariamente considerados na análise (custos e benefícios não contabilizados). Diante das características e das considerações feitas para cada item não contabilizado, é de se esperar que um saldo mais positivo fosse obtido, já que mais categorias de benefícios e maiores montantes financeiros positivos não foram incluídos no cômputo da análise.

Entre os custos não considerados, os mais relevantes são (i) taxas e preços por uso do espectro; e (ii) eventuais gastos com obras civis e adequação de caixas de medição. Por outro lado, os principais benefícios não considerados provêm de possibilidades como (i) avanço no mercado livre; (ii) contabilização de valores residuais de equipamentos e

sistemas; (iii) faturamento na modalidade de pré-pagamento (e pós-pagamento eletrônico); e principalmente (iv) desenvolvimento da atividade econômica nacional.

Com relação às taxas e aos preços por uso do espectro, devem ser encorajadas iniciativas para que sejam dedicados canais específicos de radiofrequência para uso no contexto de redes inteligentes, com a definição de um grupo de faixas com atributos especiais ao setor elétrico. Em especial, o grande objetivo é buscar um arcabouço distinto para a cobrança desses preços e taxas, devendo considerar as particularidades de cada tipo de acesso/telecomunicação (acesso local, *backhaul* e *backbone*). Importa ressaltar que esse já é um tema em discussão, envolvendo o Ministério das Comunicações, a Anatel e a Aneel. Todavia, o MME e as próprias distribuidoras também devem se engajar nesse debate, para evitar que um custo significativo para implantação de telecomunicações seja imputado.

Com relação ao desenvolvimento da atividade econômica no país, os benefícios saem do setor elétrico e constituem-se em ganhos socioeconômicos transversais. O trabalho mencionou diferentes ganhos relacionados aos seguintes itens: avanço industrial, formação de mão de obra especializada, ampliação de mercado, geração de empregos e acréscimo na arrecadação de impostos.

No Capítulo 5, destacou-se a quantidade de medidores inteligentes em campo, que nos cenários de Grau Avançado atingiriam 124,7 milhões de unidades ao final do tempo de análise (2043). Para os fabricantes, uma conclusão importante se refere às possibilidades de vendas, uma vez que as compras acumuladas das distribuidoras atingiriam 250,6 milhões de medidores inteligentes em 2043 nos cenários de Grau Avançado.

Ainda pelos resultados mostrados no Capítulo 5, conclui-se que pela viabilidade econômica de um programa brasileiro de redes inteligentes. A principal métrica para avaliação dos resultados, o VPL, foi positiva nos seis cenários testados. Complementarmente, a relação benefício/custo e a taxa interna de retorno também concluíram pela viabilidade.

Diante dos resultados monetários, conclui-se que o saldo entre os cenários aumenta à medida que cresce a quantidade de unidade consumidoras contempladas por redes inteligentes ($\text{Saldo}_{\text{Grau Avançado}} > \text{Saldo}_{\text{Grau Intermediário}} > \text{Saldo}_{\text{Grau Tímido}}$). Conclui-se ainda que

os cenários com iguais quantidades de UCs apresentam saldos mais positivos com a instalação de IHD ($\text{Saldo}_{\text{Com IHD}} > \text{Saldo}_{\text{Sem IHD}}$).

Com isso, o Cenário 6 (100% das UCs e IHDs em 20% dessas unidades) é aquele com maior viabilidade econômica. Esse resultado implica que, quanto maior a implantação de redes inteligentes, maiores são os ganhos para o Brasil. Ou seja, “quanto mais, melhor”.

Na percepção dos impactos, conclui-se que as distribuidoras enfrentam inicialmente tanto os maiores custos, quanto os maiores benefícios. Caberia à Aneel aplicar os mecanismos regulatórios para que os aumentos na tarifa nos primeiros anos fossem revertidos em posteriores quedas, mantendo o benefício público e os efeitos líquidos positivos.

Com relação ao impacto monetário da implantação, foi calculada uma taxa mensal que varia de R\$2,59 (Cenário 1) a R\$ 5,35 (Cenário 6). Essa taxa seria cobrada de todas as unidades consumidoras existentes durante todo o período de análise. Isso prova que, apesar de saldos líquidos positivos, a implantação não é barata.

Os resultados detalhados do Cenário 6 foram mostrados no Capítulo 5 e o Apêndice D apresentou os detalhamentos para os Cenários 1 a 5.

Ainda no Capítulo 5, os testes de sensibilidades concluíram que existe robustez sobre os valores das variáveis adotadas. Pode-se afirmar com segurança que variações de parâmetros importantes não alteram as conclusões da AIR. Em alguns casos ainda são produzidos resultados positivos mesmo diante de amplas variações.

Para o custo do medidor inteligente, por exemplo, mesmo com um acréscimo de R\$ 100,00 no valor unitário do equipamento (e consequente aumento nos custos com aquisição, instalação, O&M e subscrição de telecomunicações, automação e TI), ainda seriam obtidos saldos positivos em três cenários analisados. O teste de sensibilidade mostrou que o valor de corte (R\$ 461,79) é 30,1% maior do que o valor adotado na análise (R\$ 355,00).

Para os cenários com IHD, somente aumentos maiores do que 100% no custo de aquisição deste equipamento (com HAN) causariam a inviabilidade dos Cenários 4, 5 e 6.

Do mesmo modo, os outros testes de sensibilidade também concluíram pela robustez dos pressupostos adotados. Entre os maiores benefícios, a redução de perdas não técnicas é a mais importante. A análise de sensibilidade para esse parâmetro indicou que com reduções menores do que 16,10%, nenhum cenário é positivo (a análise adotou redução de 33,3%).

Para o teste de sensibilidade do tempo de análise, conclui-se que valores superiores a 18 anos já mostram resultados positivos em todos os cenários. Já a taxa de interna de retorno foi superior à taxa de desconto adotada em, no mínimo, 5,91 pontos percentuais (adotou-se taxa de 7,5%, contra uma TIR de 13,41% para o Cenário 1 e de 14,00% para o Cenário 6).

Com relação ao ciclo de implantação, embora os testes não tenham sido apresentados, uma redução desse tempo causaria efeitos monetários positivos para os resultados. De toda forma, períodos menores do que 13 anos de implantação podem não ser viáveis na prática, pois implicariam em alta taxa de instalação e colocariam em riscos as questões de logística das distribuidoras e dos fabricantes.

6.3 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

A determinação pela implantação em grande escala de redes inteligentes no Brasil deve ser acompanhada de outras políticas de apoio à indústria nacional que incentivem a nacionalização de equipamentos e geração de tecnologia e riqueza no país. Uma desoneração parcial dos itens envolvidos na infraestrutura de redes inteligentes e fontes de financiamento específicas e facilitadas também devem ser tratadas.

Do ponto de vista regulatório, alguns mecanismos de incentivo à implantação podem ser colocados em prática. Uma taxa de remuneração pode ser estabelecida especificamente para ativos de redes inteligentes, de modo que as distribuidoras sejam estimuladas a implantá-los: por exemplo, uma taxa prêmio maior do que o WACC regulatório. Além das regras vigentes, podem ser instaurados outros mecanismos que permitam a apropriação de benefícios para as distribuidoras e um posterior compartilhamento com os consumidores.

Do ponto de vista das distribuidoras, o conteúdo e as referências apresentadas neste trabalho constituem um guia para análise de implantação de redes inteligentes em cada empresa, existindo ou não decisão política/regulatória. Com isso, mesmo que não exista

ato compulsório que as obrigue a implantar os conceitos de redes inteligentes, os pressupostos e a própria análise custo-benefício são diretrizes. Nesses casos, devem ser avaliadas particularidades regionais e situações específicas de cada área de concessão, tais como diferenças de mercado e de condições econômico-financeiras das distribuidoras, o que pode mudar alguns dos itens da análise, tais como tempo de análise, ciclo de implantação e algumas das estimativas. Por parte dos benefícios, cada distribuidora apresenta um foco mais peculiar, o que pode impulsionar a implantação em alguns casos.

Por fim, destaca-se que, caso realmente exista uma implantação em massa de redes inteligentes no Brasil, devem existir mecanismos relacionados a acompanhamento da decisão. Os efeitos causados pela implantação podem implicar em revisões nas regras, com redução de obrigações, mudanças na abrangência ou ações de incentivo ou correção. A partir dos resultados verificados na prática, novas análises custo-benefício podem ser realizadas. Essa etapa de acompanhamento deve ser alvo de uma nova análise de impacto, utilizando-se as informações e conclusões apresentadas nesta tese.

6.4 - SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como esta tese tratou de uma visão ampla e com aplicabilidade do ponto de vista de uma decisão nacional, sugere-se a realização de análises custo-benefício com foco individual para cada concessionária de distribuição de energia elétrica.

Outra sugestão para trabalhos futuros é tratar dos impactos relacionados à microgeração e à minigeração distribuída. Nesse contexto, sugere-se estudar e estimar custos (implantação de unidades geradoras, proteção e monitoramento da rede, etc.) e benefícios (redução de geração centralizada, de perdas técnicas e de emissão de CO₂, etc.).

Sugere-se também a realização de estudos mais detalhados para quantificar os benefícios relacionados ao desenvolvimento da atividade econômica no Brasil em decorrência da implantação de redes inteligentes. Os ganhos relacionados a receitas fiscais e os impactos positivos na cadeia industrial, no aumento do mercado e na geração de empregos foram motivadores importantes em outros países. Embora alguns valores monetários tenham sido citados neste trabalho, cabe ainda uma análise de impacto mais detalhada para esses itens.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (2008). **Medidores Eletrônicos**. Seminário Internacional de Medição Eletrônica - Realização Aneel. Brasília, Brasil.

ABINEE (2011). **As soluções para pré-pagamento de energia elétrica - Visão ABINEE**. Seminário Internacional de Pré-Pagamento de Energia Elétrica - Realização Aneel. Brasília, Brasil.

ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (2011a). **Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente: Sumário Executivo - P1.01 – Preliminar**. Projeto Estratégico de P&D - Chamada nº 011/2010. Brasília, Brasil.

ABRADEE (2011b). **Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente: Workshop Final - Apresentação SMART-TC-1 – Visão Geral**. Projeto Estratégico de P&D - Chamada nº 011/2010. Brasília, Brasil.

ABRADEE (2011c). **Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente: TI e Telecom - Relatório da Fase III – Projeções de Investimento - Versão Final**. Coordenação Fundação CPqD. Projeto Estratégico de P&D - Chamada nº 011/2010. Brasília, Brasil.

ABRADEE (2011d). **Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente: Workshop Final - Apresentação SMART-TC-5 - TI e Telecom e Interoperabilidade: Resultado da Fase III**. Coordenação Fundação CPqD. Projeto Estratégico de P&D - Chamada nº 011/2010. Brasília, Brasil.

ACEEE - *American Council for an Energy-Efficient Economy* (2010). ***Advanced Metering Initiatives and Residential Feedback Programs: A Meta-Review for Household Electricity-Saving Opportunities***. Report Number E105. Prepared by Ehrhardt-Martinez, K.; Donnelly, K. A.; Laitner, J. A. S.. Washington. Estados Unidos.

ACEEE (2012). *Results from recent real-time feedback studies*. Report Number B122. Prepared by Foster, B.; Mazur-Stommen, S.. Washington. Estados Unidos.

AMEU - Association of Municipal Electricity Distributors (2011). *Prepayment Metering – The South African Experience*. Seminário Internacional de Pré-Pagamento de Energia Elétrica - Realização Aneel. Brasília, Brasil.

AMIN, Massoud; SCHEWE, Phillip F. (2007). *Preventing Blackouts*. *Scientific American*. 296, 60 – 67.

ANATEL - Agência Nacional de Telecomunicações (2012). **Carta de serviços da Anatel - Dados do Setor - Informações sobre telefonia móvel**. Informações disponíveis na página eletrônica da Agência. Brasília, Brasil.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2009). **Nota Técnica nº 0107/2009-SRD/Aneel: Análise das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública nº 015/2009, instaurada com o objetivo de coletar subsídios sobre implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras de baixa tensão**. Processo: 48500.001531/2008-71. Brasília, Brasil.

ANEEL (2010a). **Relatório sobre Perdas Técnicas de Energia Elétrica na Distribuição**. Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD. Brasília, Brasil.

ANEEL (2010b). **Nota Técnica nº 270/2010–SRE/Aneel: Metodologia de tratamento regulatório para receitas irrecuperáveis para o Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica (3CRTP)**. Processo 48500.007099/2009-11. Brasília, Brasil.

ANEEL (2010c). **Nota Técnica nº 363/2010-SRE/Aneel: Proposta de aprimoramento da metodologia da estrutura tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica – Sinal Econômico na Tarifa de Energia**. Processo nº: 48500.004247/2009-37. Brasília, Brasil.

ANEEL (2010d). **Relatório de Informações Trimestrais – RIT (custos e despesas operacionais por natureza de gastos / Serviços de Terceiros - NG 21 / Gestão Comercial - Call Center**. Relatórios. Brasília, Brasil.

ANEEL (2011). **Nota Técnica nº 073/2011-SRD-CGA-ASS-SPG-SGE-SPE-SMA/Aneel: Registro das atividades do Grupo de Trabalho sobre Análise de Impacto Regulatório – AIR e recomendações para implementação da metodologia na Aneel (Anexo III - Projeto Piloto - Implantação de Medição Eletrônica em unidades consumidoras do Grupo B)**. Processo nº 48500.005666/2011-19. Brasília, Brasil.

ANEEL (2012a). **Nota Técnica nº 014/2012-SRD/Aneel: Proposta de regulamento para as modalidades de pré-pagamento e pós-pagamento eletrônico de energia elétrica**. Processo: 48500.000440/2011-13. Brasília, Brasil.

ANEEL (2012b). **Nota Técnica nº 098/2012-SRD/Aneel: Proposta de resolução normativa com base na avaliação do processo de Audiência Pública nº 43/2012, instaurada com o objetivo de coletar subsídios acerca da implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras do Grupo B**. Processo: 48500.005714/2009-46. Brasília, Brasil.

ANEEL (2012c). **Nota Técnica nº 0158/2012-SRD/Aneel: Análise da contribuição da Audiência Pública nº 074/2012 relativa à proposta de utilização das compensações por violação dos limites de qualidade e de nível de tensão para a realização de investimentos na área de concessão da Centrais Elétricas do Pará - Celpa**. Processo nº 48500.004271/2012-71. Brasília, Brasil.

ANEEL (2012d). **Plano de Desenvolvimento da Distribuição - PDD: Lista de obras realizadas em 2011**. Brasília, Brasil.

ANEEL (2013a). **Pesquisa Legislativa**. Todos os regulamentos da Aneel citados neste trabalho estão disponíveis na página eletrônica da Agência, por meio do seguinte caminho: www.aneel.gov.br >> Página Inicial >> Biblioteca Virtual >> Consultar Legislação. Ou diretamente pelo seguinte endereço <http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html> (acesso em 8/5/2013). Brasília, Brasil.

ANEEL (2013b). **Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret**. Documentos disponíveis na página eletrônica da Agência, por meio do seguinte caminho: www.aneel.gov.br >> Página Inicial >> Informações Técnicas >> Tarifas - Agentes do Setor Elétrico >> Proret. Ou diretamente pelo seguinte endereço: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=702&idPerfil=2> (acesso em 8/5/2013). Brasília, Brasil.

ANEEL (2013c). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Prodinst**. Documentos disponíveis na página eletrônica da Agência, por meio do seguinte caminho: www.aneel.gov.br >> Página Inicial >> Informações Técnicas >> Distribuição de Energia Elétrica >> Procedimentos de Distribuição. Ou diretamente pelo seguinte endereço: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82&idPerfil=2> (acesso em 8/5/2013). Brasília, Brasil.

ANEEL (2013d). **Agenda Regulatória Indicativa da Aneel para o biênio 2013-2014**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/HTML/agenda-regulatoria-2013-2014.html> (acesso em 8/5/2013). Brasília, Brasil.

ANEEL (2013e). **Sistema de Apoio à Decisão - SAD**. Dados disponíveis na página eletrônica da Agência, por meio do seguinte caminho: www.aneel.gov.br >> Página Inicial >> Informações Técnicas >> Relatórios do Sistema de Apoio a Decisão (acesso em 4/1/2013). Brasília, Brasil.

ANEEL (2013f). **Qualidade do Serviço e do Produto**. Dados disponíveis na página eletrônica da Agência, por meio do seguinte caminho: www.aneel.gov.br >> Página Inicial >> Informações Técnicas >> Distribuição de Energia Elétrica >> Qualidade do Serviço e do Produto (acesso em 8/5/2013). Brasília, Brasil.

ANEEL (2013g). **Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP**. Dados disponíveis na Agência. Brasília, Brasil.

ANEEL (2013h). **Resolução Homologatória nº 1.504, de 5 de abril de 2013: Homologa o resultado da terceira Revisão Tarifária Periódica – RTP da Companhia Paulista de**

Força e Luz – CPFL Paulista, fixa as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD, as Tarifas de Energia – TE e dá outras providências. Resolução Homologatória. Brasília, Brasil.

BANDEIRANTE - EDP Bandeirante Energia S.A. (1999). **Programa anual de combate ao desperdício de energia elétrica - Ciclo 1998/1999.** Relatório Final. Brasil.

BANDEIRANTE (2012). **Implementando um projeto de redes inteligentes na EDP Brasil - InovCity Aparecida - Projeto de P&D.** Detalhamento do Projeto de P&D apresentado à Aneel (não publicado). Brasília, Brasil.

BEENSTOCK, Michael; GOLDIN, Ephraim; HAITOVSKY, Yoel (1998). **Response bias in a conjoint analysis of power outages.** *Energy Economics*, vol. 20, issue 2, pages 135-156.

BGE - *Baltimore Gas and Electric* (2012). **MADRI: All About Peak-Time Rebates.** Estados Unidos.

BILLINTON, Roy (2002). **Economic Cost of Non-supply.** *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, v. 2, p. 959 – 962.

BILLINTON, Roy; WANGDEE, Wijarn (2003). **Estimating customer outage costs due to a specific failure event.** *IEEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 150, No. 6, pp. 668-672.

BLOOMBERG (2012). **Global Progress on Smart Grids. Metering Latin America.** São Paulo, Brasil.

BLS - *Bureau of Labor Statistics* (2012). **Producer Price Index Commodity Data.** U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics. Disponível em <http://data.bls.gov/pdq/querytool.jsp?survey=wp> (acesso em 5/1/2012). Washington, Estados Unidos.

BRASIL (1968). **Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968: Estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica.** Legislação Federal. Brasília, Brasil.

BRASIL (1995a). **Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995: Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.** Legislação Federal. Brasília, Brasil.

BRASIL (1995b). **Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995: Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.** Legislação Federal. Brasília, Brasil.

BRASIL (1997). **Lei nº 9.472, de 16 de julho de 1997: Dispõe sobre a organização dos serviços de telecomunicações, a criação e funcionamento de um órgão regulador e outros aspectos institucionais, nos termos da Emenda Constitucional nº 8, de 1995.** Legislação Federal. Brasília, Brasil.

BRASIL (2002). **Decreto nº 4.176, de 28 de março de 2002: Estabelece normas e diretrizes para a elaboração, a redação, a alteração, a consolidação e o encaminhamento ao Presidente da República de projetos de atos normativos de competência dos órgãos do Poder Executivo Federal, e dá outras providências.** Legislação Federal. Brasília, Brasil.

BRASIL (2013). **Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013: Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; e dá outras providências.** Legislação Federal. Brasília, Brasil.

CAMARGO, Ivan M. T. (1998). **Noções básicas de engenharia econômica: aplicações ao setor elétrico.** FINATEC 160 p.: il. CDU 330.322.212. Brasília, Brasil.

CASSANTI, Wilson A.; JÚNIOR, L. E. (1990). **Experiência Piloto Tarifa Amarela – CPFL.** V Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro, Brasil.

CEB - Companhia Energética de Brasília (2012). **Pregão Eletrônico nº 05/2012**. Valores de aquisição de medidores. Informações disponíveis em <http://compras.ceb.com.br/> (acesso em 10/12/2012). Brasília, Brasil.

CEC - *California Energy Commission* (2009). *The Value of Distribution Automation. Research Project*. CEC-500-2007-103. Califórnia, Estados Unidos.

CEER - *Council of European Energy Regulators* (2010). *Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances*. Ref: C10-EQS-41-03. 7. Bruxelas, Bélgica.

CEER (2012). *5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011*. Bruxelas, Bélgica.

CELPA - Centrais Elétricas do Pará S.A. (2009). **Medição Eletrônica Centralizada: Uma solução social**. Painel Setorial Inmetro - Medição Inteligente de Energia Elétrica no Brasil: desafios e oportunidades. Rio de Janeiro, Brasil.

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais (2001). **Tarifas para a baixa tensão**. Relatório Final. Belo Horizonte, Brasil.

CEMIG (2008). **Estratégia para aquisição de medidores eletrônicos para unidades consumidoras de baixa tensão e resultados iniciais**. XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Olinda, Brasil.

CEMIG (2012a). **Cidades do Futuro - analítico e aquisição - Projeto de P&D**. Detalhamento do Projeto de P&D apresentado à Aneel (não publicado). Brasília, Brasil.

CEMIG (2012b). **Pregão Eletrônico nº 530-G04964**. Valores de aquisição de medidores. Informações disponíveis em <http://compras.cemig.com.br/> (acesso em 10/12/2012). Belo Horizonte, Brasil.

CEMIG (2012c). **Pregão Eletrônico nº 530-G03578**. Valores de aquisição de medidores. Informações disponíveis em <http://compras.cemig.com.br/> (acesso em 10/12/2012). Belo Horizonte, Brasil.

CER - *The Commission for Energy Regulation* (2011a). ***Cost-Benefit Analysis (CBA) for a National Electricity Smart Metering Rollout in Ireland***. Information Paper. Reference CER11080c. Dublin, Irlanda.

CER (2011b). ***Consultation on the Proposed National Rollout of Electricity and Gas Smart Metering***. Consultation Paper. Reference CER11191. Dublin, Irlanda.

CHILECTRA (2012). ***Chilectra AMI Customer's perspective***. *Metering Latin America*. São Paulo, Brasil.

CIGRE - *Conseil International des Grands Réseaux Electriques* (2000). ***Methods to Consider Customer Interruption Costs in Power System Analysis***. CIGRE Task Force 38.06.01, *Final Report*.

CNE - *Comisión Nacional de Energía* (2008). ***Smart Metering - Spanish Experience***. Seminário Internacional de Medição Eletrônica - Realização Aneel. Brasília, Brasil.

COLIN, Jacobs (2005). ***Improving the quality of Regulatory Impact Assessments in the UK***. Working Paper Series. Paper nº 102. Published by Center on Regulation and Competition. Institute for Development Policy and Management, University of Manchester. Manchester, Inglaterra.

COM-EU - Parlamento Europeu e o Conselho (2005). ***Directive 2005/89/EC of the European Parliament and of the Council: Concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment***. Diretiva da União Europeia. Bruxelas, Bélgica.

COM-EU (2006). ***Directive 2006/32/EC of the European Parliament and of the Council: On energy end-use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EEC***. Diretiva da União Europeia. Bruxelas, Bélgica.

COM-EU (2009). *Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council - Concerning common rules for the internal market in electricity and repealing*. Diretiva da União Europeia. Bruxelas, Bélgica.

COPEL - Companhia Paranaense de Energia (1998). **Tarifa Amarela - estruturação e implantação**. Avaliação do Projeto Piloto - Relatório Final. Curitiba, Brasil.

COPEL (2012). **A Experiência da Copel na Automação de Redes de Distribuição**. Superintendência de Engenharia de Distribuição. 1º Seminário de Tecnologia e Desenvolvimento para Smart Grid. Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento – Lactec. Curitiba, Brasil.

COSTA, Victor Manuel G. M. (2008). **O Futuro da medição de energia no Brasil**. Revista *Metering Latin America*. Edição 1/2008.

CSPE - Comissão de Serviços Públicos de Energia de São Paulo (2000). **Custo Social de Interrupção de Energia para o Estado de São Paulo - Metodologia e Questionários**. Relatório. São Paulo, Brasil.

CYRILLO, Ivo O.; TAHAN, Carlos. M. V. (2009). **Investimentos em qualidade de energia segundo o Custo Social da Energia Não Distribuída**. VIII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica - CBQEE. Blumenau, Brasil.

DARBY, Sarah (2006). *The Effectiveness of Feedback on Energy Consumption: A review for DEFRA of the literature on metering, billing and direct displays*. University of Oxford. Oxford, Inglaterra.

DE NOOIJ, Michiel; KOOPMANS, Carl C.; BIJVOET, Carlijn (2006). *The value of supply security - The costs of power interruptions: Economic input for damage reduction and investment in networks*. *Energy Economics*, vol. 29, issue 2, pages 277-295.

DE SOUZA, Rodrigo. T. L.; SOUZA, Lucas. M. (2012). **Desenvolvimento de sistema que opere diversas tecnologias e de interoperabilidade para telemedição BT**. XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI. Rio de Janeiro, Brasil.

DECC - *Department of Energy and Climate Change* (2012). **Smart meter roll-out for the domestic sector. Impact Assessment - IA n°: DECC0009. Consultation Response**. Londres, Inglaterra.

DOE - U.S. *Department of Energy* (2009a). **The Smart Grid: an introduction**. Prepared for the Department of Energy by Litos Strategic Communication under contract No. DE-AC26-04NT41817, Subtask 560.01.04. Washington, Estados Unidos.

DOE (2009b). **A vision for the Smart Grid**. Office of Electricity Delivery and Energy Reliability - National Energy Technology Laboratory. Washington, Estados Unidos.

DOE (2013). **Economic impact of Recovery Act Investments in the Smart Grid – Analysis of Vendor Payments through the Smart Grid Investment Grant and Smart Grid Demonstration Projects as of March 2012**. Office of Electricity Delivery and Energy Reliability. Washington, Estados Unidos.

EC - *European Commission* (2008). **Guide to cost-benefit analysis of investment projects**. Directorate-General for Regional Policy. Disponível em http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/guides/cost/guide2008_en.pdf (acesso em 8/5/2013). União Europeia.

EC (2011). **A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050**. SEC(2011) 288 final. Impact Assessment. Bruxelas, Bélgica.

EC (2012). **Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects**. JRC 67964. EUR 25246 EN. Institute for Energy and Transport. Joint Research Centre. União Europeia.

EC & DOE - *European Commission & US Department of Energy* (2012). ***Assessing Smart Grid Benefits and Impacts: EU and U.S. Initiatives***. JRC 73070. EUR 25522 EM. *Joint Report EC JRC – US DOE*.

EDENOR - *Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.* (2009a). ***Modo Factura Fija acordada con el cliente - Argentina***. Painel Setorial Inmetro - Medição Inteligente de Energia Elétrica no Brasil: desafios e oportunidades. Rio de Janeiro, Brasil.

EDENOR (2009b). ***Proyecto medidores prepagos - Argentina***. Painel Setorial Inmetro - Medição Inteligente de Energia Elétrica no Brasil: desafios e oportunidades. Rio de Janeiro, Brasil.

EDM - *Electricidade de Moçambique, E.P.* (2011). ***CREDELEC - O serviço pré-pago da EDM***. Seminário Internacional de Pré-Pagamento de Energia Elétrica - Realização Aneel. Brasília, Brasil.

ELETROBRAS (2011). ***Projeto Parintins***. Detalhamento do Projeto de P&D apresentado à Aneel (não publicado). Brasília, Brasil.

ENA - *Energy Networks Association* (2010). ***Benefits of Advanced Smart Metering for Demand Response based Control of Distribution Networks. Summary Report - Version 2.0. ENA and Imperial College***. Londres, Inglaterra.

ENDESA (2012). ***Ampla - Ações Contra o Furto de Energia: Tecnologia e Sociedade. Metering Latin America***. São Paulo, Brasil.

ENEL - *Enel Distribuzione S.p.A.* (2008). ***The Telegestore***. Seminário Internacional de Medição Eletrônica - Realização Aneel. Brasília, Brasil.

ENEL (2012a). ***Enel Group Smart Metering Experience: Unique reference worldwide. Metering Latin America***. São Paulo, Brasil.

ENEL (2012b). ***Enel Group Roadmap to Smart Grids Deployment. Metering Latin America***. São Paulo, Brasil.

ENERI - *Sistemas de Gestión Energética* (2012). **Main Driver of AMI Adoption in Developing Countries: The case of Mexico and Dominican Republic**. *Metering Latin America*. São Paulo, Brasil.

EPA - *United States Environmental Protection Agency* (2009). **EPA Finds - Greenhouse Gases Pose Threat to Public Health, Welfare**. *Proposed Finding Comes in Response to 2007 Supreme Court Ruling*. Disponível em <http://yosemite.epa.gov/opa/admpress.nsf/6427a6b7538955c585257359003f0230/0ef7df675805295d8525759b00566924!OpenDocument> (acesso em 8/5/2013). Washington, Estados Unidos.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2013). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021**. EPE e Ministério de Minas e Energia - MME. Brasília, Brasil.

EPRI - *Electric Power Research Institute* (2010). **Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects**. EPRI 1020342 - *Final Report*. Palo Alto, Estados Unidos.

EPRI (2011). **Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid - A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid**. EPRI 1022519 - *Final Report*. Palo Alto, Estados Unidos.

ERGEG – *European Regulators' Group for Electricity and Gas* (2007). **Smart Metering with a Focus on Electricity Regulation**. Ref: E07-RMF-04-03. Bruxelas, Bélgica.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (2007). **Funcionalidades mínimas e plano de substituição dos contadores de energia eléctrica**. Proposta da entidade reguladora ao governo português. Lisboa, Portugal.

ERSE (2012). **Contadores Inteligentes de Eletricidade e de Gás Natural**. Documento de Consulta Pública. Lisboa, Portugal.

ESC - *Essential Services Commission* (2004). ***Interval meter rollout - Mandatory rollout of interval meters for electricity consumers. Final Decision.*** Melbourne, Austrália.

ESMIG - *European Smart Metering Industry Group* (2011). ***The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison.*** Short name: *Empower Demand.* VaasaETT. Prepared by Stromback, J.; Dromacque, C.; Yassin, M. H.. Helsinki, Finlândia.

EXAME - Revista Exame/Editora Abril (2008). **Conheça as maiores inovações brasileiras da última década.** Versão eletrônica - notícia publicada em 07 de agosto de 2008. Disponível em <http://exame.abril.com.br/negocios/empresas/noticias/m0151118> (acesso em 8/5/2013). Brasil.

EXAME (2012). **Quanto vale o salário mínimo em outras partes do globo.** Versão eletrônica - notícia publicada em 02 de janeiro 2012. Disponível em <http://exame.abril.com.br/mundo/noticias/quanto-vale-o-salario-minimo-em-outras-partes-do-globo> (acesso em 8/5/2013). Brasil.

FARUQUI, Ahmad; SERGICI, Sanem (2009). ***Household response to dynamic pricing of electricity – a survey of the experimental evidence.*** Research funded by the Edison Electric Institute and the Electric Power Research Institute.

FREEMAN, SULLIVAN & CO (2010). ***How to Assess the Economic Consequences of Smart Grid Reliability Investments.*** By order of National Association of Regulatory Utility Commissioners – Naruc. Prepared by Sullivan, M.; Schellenberg, J.. São Francisco, Estados Unidos.

GELLINGS, Clark W. (2009). ***The smart grid: enabling energy efficiency and demand response.*** Published by The Fairmont Press, Inc. TK3091.G448 2009. 621.319--dc22. Lilburn, Estados Unidos.

GRANT, Eugene L.; IRESON, William G. (1964). ***Principles of Engineering Economy.*** The Ronald Press Company. Nova Iorque, Estados Unidos.

*HM TREASURY - Her Majesty's Treasury (2003). **The Green Book - Appraisal and Evaluation in Central Government.** Treasury Guidance. Londres, Inglaterra.*

HORNGREN, Charles T.; HARRISON JR, Walter. T. (1992). *Accounting*, Segunda Edição, *Prentice Hall*.

*HYDRO ONE NETWORKS (2008). **Time-of-Use Pilot Project Results.** Report EB-2007-0086. Ontário, Canadá.*

*HYDRO ONE NETWORKS (2012). **Smart Grid.** Regulatory Affairs Documents. Report EB-2012-0136/Exhibit C. Ontário, Canadá.*

*IEA - International Energy Agency (2011). **World Energy Outlook 2011.** Paris, França.*

*IEE - Institute for Electric Efficiency (2011). **The Costs and Benefits of Smart Meters for Residential Customers.** The Edison Foundation - Institute for Electric Efficiency - IEE Whitepaper. Estados Unidos.*

*JRC - Joint Research Centre (2011). **Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments.** JRC 65215 - EUR 24856 EM. Publications Office of the European Union. Reference Report by the Joint Research Centre of the European Commission. Institute for Energy. União Europeia.*

*KEMA (2008). **The U.S. Smart Grid Revolution: KEMA's Perspectives for Job Creation.** Prepared for the GridWise Alliance. Estados Unidos.*

*KEMA (2009). **Endenergieeinsparung durch den Einsatz intelligenter Messverfahren (Smart Metering),** Endbericht, Study for Federal Ministry of Economics and Technology. Bonn, Alemanha.*

*KEMA (2010). **Smart meters in the Netherlands: Revised financial analysis and policy advice.** Final Draft. 30920580-Consulting 10-1193. By order of the Ministry of Economic Affairs. Prepared by Van Gerwen, R.; Koenis, F.; Schrijner, M.; Widdershoven, G.. Arnhem, Holanda.*

KEMA (2012a). *Development of best practice recommendations for smart meters rollout in the Energy Community. Final Report. By order of Energy Community Secretariat. Prepared by* Balmert, D.; Grote, D.; Petrov, K.. Bonn, Alemanha.

KEMA (2012b). **Estudo sobre contadores inteligentes de electricidade e de gás natural - Relatório 2E/G: Experiência de outros países.** Documento preparado pela Kema para a Erse. Lisboa, Portugal.

KEMA (2012c). **Estudo sobre contadores inteligentes de electricidade e de gás natural - Relatório 3E/G: Análise Custo-Benefício para os sectores da electricidade e do gás natural.** Documento preparado pela Kema para a Erse. Lisboa, Portugal.

LAITNER, John A.; SANSTAD, Alan H. (2004). *Learning-by-Doing on Both the Demand and the Supply Sides: Implications for Electric Utility Investments in a Heuristic Model. International Journal of Energy Technology and Policy* 2 (1/2): 142-152.

LAMIN, Hugo (2009). **Medição eletrônica em baixa tensão: aspectos regulatórios e recomendações para implantação.** Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-381/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília. 184p. Brasília, Brasil.

LAMIN, Hugo; CAMARGO, Ivan M. T. (2013) *Smart Grids Deployment in Brazil: a Study from the Perspective of a Regulatory Impact Analysis. 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America - ISGT LA.* São Paulo, Brasil.

LEAHY, Eimear; TOL, Richard S. J. (2010). *An estimate of the value of lost load for Ireland. The Economic and Social Research Institute – ESRI. Working Paper n° 357.* Dublin, Irlanda.

LEITE, Davi. R. V.; LAMIN, Hugo; DE ALBUQUERQUE, João M. C.; CAMARGO, Ivan M. T. (2012) *Regulatory Impact Analysis of Smart Meters Implementation in Brazil. 2012 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies - ISGT.* Washington, Estados Unidos.

LEITE, Davi R. V. (2013). **Medidores eletrônicos: análise de viabilidade econômica no contexto das redes inteligentes**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-518/2013, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília. 81p. Brasília, Brasil.

LIGHT (2012). **Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes - Smart Grid Handbook**. Programa Smart Grid Light - Energia Inteligente. Coordenação geral Fábio Toledo. Editora Brasport. Rio de Janeiro, Brasil.

MACDONALD, Mott. (2007). *Appraisal of costs and benefits of smart meter roll out options*. Appointed by the Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform - BERR. Londres, Inglaterra.

MAGALHÃES, Cecília H. N. (2008). **Recursos Operativos no Planejamento de Expansão de Sistemas de Potência**. Tese de Doutorado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas - PEA. São Paulo, Brasil.

MATOS, Claudia N. P. (2010). **Cálculo do valor do negócio de uma empresa de saneamento básico utilizando demanda de água e esgoto simulada pelo método de Monte Carlo**. Dissertação de Mestrado em Economia, Acervo 982672, Departamento de Economia, Universidade de Brasília. 61 p. Brasília, Brasil.

MCTI - Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (2013). **Fatores de Emissão de CO₂ pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil - Fatores médios de emissão de CO₂ grid mês ano**. Disponível em www.mct.gov.br >> Página Inicial >> Ações de C,T&I >> III-Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação em Áreas Estratégicas >> 16 Meteorologia e Mudanças Climáticas >> 16.1 Programa Nacional de Mudanças Climáticas >> Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) (acesso em 8/5/2013). Brasília, Brasil.

MME - Ministério de Minas e Energia (2011). **Relatório - Smart Grid - Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes**. Relatório resultante do Grupo de Trabalho instaurado pela Portaria MME nº 440/2010. Brasília, Brasil.

MOREIRA, Nelson J. H.; LAMIN, Hugo; LEITE, Davi R. V. (2012). **Análise de Impacto Regulatório na Aneel: Um Caso Piloto e as Iniciativas da Agência**. In: J. D. Proença, & C. B. Paulo, Experiências Exitosas em Regulação na América Latina e Caribe (pp. 53-74). Presidência da República. Brasília, Brasil.

NORTHEAST GROUP (2012). **Brazil Smart Grid: Market Forecast (2012 – 2022)**. Report - Volume II. Sumário disponível em http://www.northeast-group.com/reports/Brazil_Smart_Grid_Market_Forecast_2012-2022_Northeast_Group.pdf (acesso em 8/5/2013). Washington. Estados Unidos.

OCDE - Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (2008). **Buildin an Institutional Framework for Regulatory Impact Analysis: Guidance for policy Makers. Version 1.1. Regulatory Policy Division - Directorate for Public Governance and Territorial Development**. Paris, França.

OEB - Ontario Energy Board (2005). **Smart Meter Implementation Plan. Report of the Board To the Minister**. Canadá.

OFGEM – Office of Gas and Electricity Markets (2006). **Domestic Metering Innovation. Consultation**. Ref: 20/06. Londres, Inglaterra.

OFGEM (2010). **Demand Side Response. A Discussion Paper**. Ref: 82/10. Londres, Inglaterra.

OFGEM (2011). **Energy Demand Research Project: Final Analysis. Report commissioned by Ofgem on behalf of DECC (document prepared by AECOM)**. St Albans, Inglaterra.

OMORI, Julio S. (2012). **Redes Inteligentes - A Experiência da Copel na Automação das Redes de Distribuição de Média Tensão**. XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI. Rio de Janeiro, Brasil.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico (2013). **Boletim de Carga Mensal – Março/2013**. Demanda Máxima Instantânea no Sistema Interligado Nacional. Rio de Janeiro, Brasil.

PARLAMENTO EUROPEU (2008). **Pacote Clima-Energia: ‘três vintes’ até 2020**. Informações disponíveis em: <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?type=IM-PRESS&reference=20081208BKG44004&language=PT> (acesso em 8/5/2013). União Europeia.

PAULINO, Marcelo. E. C. (2007). **Testes de IEDs operando com redes de comunicação baseados na IEC 61850**. Décimo segundo Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ – XII ERIAC. Maio de 2007. Foz do Iguaçu, Brasil.

PG&E - *Pacific Gas and Electric Company* (2012). **Smart Grid Annual Report 2012. Appendix A - Smart Grid Technologies**. San Francisco, Estados Unidos.

PIKE RESEARCH (2013a). **Smart Grid Technologies: Transmission Upgrades, Substation Automation, Distribution Automation, Smart Grid Information Technology, and Smart Metering: Global Market Analysis and Forecasts**. Report. Sumário disponível em <http://www.navigantresearch.com/research/smart-grid-technologies> (acesso em 8/5/2013). Estados Unidos.

PIKE RESEARCH (2013b). **Smart Appliances: Intelligent Control, Power Management, and Networking Technologies for Household Appliances on the Smart Grid: Global Market Analysis and Forecasts**. Report. Sumário disponível em <http://www.navigantresearch.com/research/smart-appliances> (acesso em 8/5/2013). Estados Unidos.

PIKE RESEARCH (2013c). **Prepaid Electric Metering - Hardware, Software, and Services for Prepaid Metering: Opportunities, Challenges, the Competitive Landscape**,

and Global Market Forecasts. Report. Sumário disponível em <http://www.pikeresearch.com/research/prepaid-electric-metering> (acesso em 8/5/2013). Estados Unidos.

POST - *Parliamentary Office of Science and Technology* (2011). ***Carbon Footprint of Electricity Generation. Houses of Parliaments. Postnote Update Number 383.*** Londres, Inglaterra.

PRO-REG - Programa de Fortalecimento da Capacidade Institucional para Gestão em Regulação (2010). ***Contribuições para melhoria da qualidade da Regulação no Brasil.*** Organizador: Jadir Dias Proença. Semear Editora/Presidência da República. Brasília, Brasil.

RODRIGO, Delia (2005). ***Regulatory Impact Analysis in OECD Countries - Challenges for developing countries.*** *Division of Regulatory Management and Reform, OECD.* Dhaka, Bangladesh

RSCAS - *Robert Schuman Centre For Advanced Studies* (2008). ***Survey of Regulatory and Technological Developments Concerning Smart Metering in the European Union Electricity Market. Policy Papers RSCAS 2008/0. Florence School of Regulation. Prepared by Jorge Vasconcelos.*** Itália.

SAMDAL, Knut; KJØLLE, Gerd; SINGH, Balbir; TRENGEREID, Frode (2003). ***Customers' interruption costs - what's the problem?.*** *17th International Conference on Electricity Distribution – CIRED.* Barcelona, Espanha.

SDG&E - *San Diego Gas & Electric Company* (2012). ***Smart Grid Deployment Plan. 2012 Annual Report.*** San Diego, Estado Unidos.

SENTERNOVEM (2005). ***Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers. Recommendation.*** FAS nº 1-2893 (SenterNovem: 4150). Utrecht, Holanda.

TASK FORCE FOR SMART GRIDS (2010). ***Expert Group 1: Functionalities of smart grids and smart meters. Final. European Commission.***

THE BRATTLE GROUP (2007). *The Power of Five Percent - How Dynamic Pricing Can Save \$35 Billion in Electricity Costs*. Discussion Paper. Estados Unidos.

THE BRATTLE GROUP (2012a). *Dynamic Pricing - the International Experience*. Prepared by Lessem, N.; Faruqui, A.. *Metering Latin America*. São Paulo, Brasil.

THE BRATTLE GROUP (2012b). *Managing the Benefits and Costs of Dynamic Pricing in Australia*. By order of Australian Energy Market Commission – AEMC. Prepared by Lessem, N.; Faruqui, A..

TNMP - Texas New Mexico Power (2010) *Texas-New Mexico Power company's request for approval of an advance metering system (AMS) deployment and AMS surcharge*. Petition and application - submitted to Public Utility Commission of Texas. Disponível em http://www.smartgrid.gov/sites/default/files/doc/files/TexasNew_Mexico_Power_Company_Request_For_Approval_Advance_201005.pdf (acesso em 8/5/2013). Irving, Estado Unidos.

UDEM - Universidad de Medellín (2012). *Colombia Inteligente - La Smart Grid de Colombia*. *Metering Latin America*. São Paulo, Brasil.

VIEIRA, Daniel; LAMIN, Hugo (2012). **Análise da regulamentação sobre fator de potência**. Revista Eletricidade Moderna, v. 40, p. 102-111 São Paulo, Brasil.

WACKER, Garry; BILLINTON, Roy (1989). *Customer costs of electric service interruptions*. *Proceedings of the IEEE*, v. 77, n. 6, p. 919-930.

WHITE HOUSE (2003). *Circular A-4 - Subject: Regulatory Analysis*. Circular to the heads of executive agencies and establishments. Disponível em http://www.whitehouse.gov/omb/circulars_a004_a-4/ (acesso em 8/5/2013). Washington, Estado Unidos.

WILHITE, Harold L.; HØIVIK, A.; OLSEN, J. G. (1999). *Advances in the use of consumption feedback information in energy billing: The experiences of a Norwegian energy utility*. University of Oslo and Ressurskonsult and Lyse Energi, Oslo, Noruega.

APÊNDICES

APÊNDICE A - INFORMAÇÕES DE PILOTOS BRASILEIROS

As informações disponibilizadas pelas distribuidoras se destinam a fins acadêmicos e estão sujeitas a eventuais correções. Os preços verificados são relacionados a ambientes de testes específicos e são decorrentes de compras em quantidades reduzidas. Nesse contexto, a seguir estão disponibilizadas informações sobre custos de equipamentos e sistemas verificados em alguns dos mais importantes projetos pilotos brasileiros sobre redes inteligentes: Aparecida (Bandeirante, 2012); Sete Lagoas (Cemig, 2012a) e Parintins (Eletrobras, 2012).

A.1 - APARECIDA (BANDEIRANTE)

A.2.1 – Custos para infraestrutura de redes inteligentes

Tabela A.1 - Custos de aquisição e instalação de medidores do piloto da Bandeirante.

Medidores com tecnologia Zigbee Mesh 2,4 GHz			
Descrição do item	Preço Unitário	Quantidade necessária a instalar	Subtotal por item
Medidor (monofásico, bifásico ou trifásico) - aquisição	R\$ 319,40	15.400	R\$ 4.918.700,00
Medidor (monofásico, bifásico ou trifásico) - instalação	R\$ 57,29	15.400	R\$ 882.200,00
Medidores para estações transformadoras para balanço energético	R\$ 1.570,98	460	R\$ 722.650,00
Conjuntos de Medição Externa de média tensão para balanço energético	R\$ 652,17	460	R\$ 300.000,00
Serviço para instalação de Conjuntos de Medição Externa média tensão	R\$ 30.000,00	1	R\$ 30.000,00
Total medição:			R\$ 6.853.550,00

Tabela A.2 - Custos da infraestrutura de telecomunicações do piloto da Bandeirante.

Infraestrutura de telecomunicações			
Descrição do item	Preço Unitário	Quantidade necessária a instalar	Subtotal por item
Coordenadores de rede <i>Zigbee</i> e servidores	R\$ 1.550,00	300	R\$ 465.000,00
Operação dos Links GPRS durante a instalação e operação assistida	R\$ 34.568,00	1	R\$ 34.568,00
Total telecomunicações:			R\$ 499.568,00

Tabela A.3 - Custos da infraestrutura de TI do piloto da Bandeirante.

Infraestrutura de TI			
Descrição do item	Preço Unitário	Quantidade necessária a instalar	Subtotal por item
Sistema de gestão da medição	R\$ 575.400,00	1	R\$ 575.400,00
Total TI:			R\$ 575.400,00

Tabela A.4 - Custos de serviços diversos do piloto da Bandeirante.

Serviços diversos			
Descrição do item	Preço Unitário	Quantidade necessária a instalar	Subtotal por item
Serviços especializado em redes de distribuição aérea	R\$ 114.000,00	1	R\$ 114.000,00
Acompanhamento de produção de medidores e inspeção em fábrica	R\$ 105.000,00	1	R\$ 105.000,00
Divulgação	R\$ 240.000,00	1	R\$ 240.000,00
Total serviços diversos:			R\$ 459.000,00

Tabela A.5 - Compilação dos custos totais do piloto da Bandeirante.

Valores totais (excluindo custos para balanço energético: considerando 15.400 medidores para UCs)		
Item	Valor total	Valor por ponto
Medidores <i>Zigbee Mesh</i> (UC)	R\$ 5.800.900,00	R\$ 376,68
Infraestrutura de telecomunicações	R\$ 499.568,00	R\$ 32,44
Infraestrutura de TI	R\$ 575.400,00	R\$ 37,36
Serviços diversos	R\$ 459.000,00	R\$ 29,81
Total	R\$ 7.334.868,00	R\$ 476,29
Valores totais (incluindo custos com balanço energético: considerando 460 medidores para balanço energético e 15.400 medidores para UCs)		
Item	Valor total	Valor por ponto
Medidores <i>Zigbee Mesh</i> (UC e transformador)	R\$ 6.853.550,00	R\$ 445,04
Infraestrutura de telecomunicações	R\$ 499.568,00	R\$ 32,44
Infraestrutura de TI	R\$ 575.400,00	R\$ 37,36
Serviços diversos	R\$ 459.000,00	R\$ 29,81
Total	R\$ 8.387.518,00	R\$ 544,64

A.2 - SETE LAGOAS (CEMIG)

A.2.1 - Custos para infraestrutura de redes inteligentes (com tecnologia PLC)

Tabela A.6 - Custos de aquisição e instalação de medidores (PLC) do piloto da Cemig.

Medidores com tecnologia PLC			
Descrição do item	Preço Unitário	Quantidade necessária a instalar	Subtotal por item
Medidor Monofásico			
Medidor eletrônico 1 Elem. 2 Fios; para interface de comunicação PLC; tensão de operação 120 V +/- 20%;	R\$ 150,00	664	R\$ 99.600,00
Módulo de interface de comunicação bidirecional PLC, com função de corte e religa, monofásico 1 elemento 2 fios 120V +/- 20%.	R\$ 500,00	664	R\$ 332.000,00
Medidor Bifásico			
Medidor eletrônico 2 Elem. 3 Fios; para interface de comunicação PLC; 120V+/-20 ;	R\$ 200,00	181	R\$ 36.200,00
Módulo de interface de comunicação bidirecional PLC, com função de corte e religa, monofásico 2 elementos 3 fios 120V +/- 20%.	R\$ 600,00	181	R\$ 108.600,00
Medidor Trifásico			
Medidor eletrônico 3 Elem. 4 Fios; para interface de comunicação PLC; 120V+/-20 ;	R\$ 250,00	105	R\$ 26.250,00
Módulo de interface de comunicação bidirecional PLC, com função de corte e religa, monofásico 3 elementos 4 fios 120V +/- 20%.	R\$ 700,00	105	R\$ 73.500,00
Instalação do Medidor			
Medidor (monofásico, bifásico ou trifásico) - instalação	R\$ 58,54	950	R\$ 55.612,05
Total medição			R\$ 731.762,05

Tabela A.7 - Custos da infraestrutura de telecomunicações (PLC) do piloto da Cemig.

Infraestrutura de telecomunicações			
Descrição do item	Preço Unitário	Quantidade necessária a instalar	Subtotal por item
Concentrador com interface de comunicação bidirecional PLC, temperatura de operação: 0 a 70°C; 120 V +/- 20%; proteção mínima IP44.	R\$ 5.726,31	25	R\$ 143.157,75
Concentrador - instalação	R\$ 172,17	25	R\$ 4.304,32
Total telecomunicações:			R\$ 147.462,07

Tabela A.8 - Custos da infraestrutura de telecomunicações (PLC) do piloto da Cemig.

Infraestrutura de TI			
Descrição do item	Preço Unitário	Quantidade necessária a instalar	Subtotal por item
Aquisição software	R\$ 40.000,00	1	R\$ 40.000,00
Implantação/customização sistema	R\$ 40.000,00	1	R\$ 40.000,00
Total TI:			R\$ 80.000,00

Tabela A.9 - Custos de serviços diversos (PLC) do piloto da Cemig.

Serviços diversos			
Descrição do item	Preço Unitário	Quantidade necessária a instalar	Subtotal por item
Comissionamento	R\$ 42.000,00	1	R\$ 42.000,00
Total serviços diversos:			R\$ 42.000,00

Tabela A.10 - Compilação dos custos totais (PLC) do piloto da Cemig.

Valores totais		
Item	Valor total	Valor por ponto
Medidores PLC (950 medidores)	R\$ 731.762,05	R\$ 770,28
Infraestrutura de telecomunicações	R\$ 147.462,07	R\$ 155,22
Infraestrutura de TI	R\$ 80.000,00	R\$ 84,21
Serviços diversos	R\$ 42.000,00	R\$ 44,21
Total	R\$ 1.001.224,12	R\$ 1.053,92

A.2.2 - Custos para infraestrutura de redes inteligentes (com tecnologia *Mesh*)

Tabela A.11 - Custos de aquisição e instalação de medidores (Mesh) do piloto da Cemig.

Medidores com tecnologia <i>Mesh</i>			
Descrição do item	Preço Unitário	Quantidade necessária a instalar	Subtotal por item
Medidor para balanço energético			
Medição de transformador (Systrafo) - aquisição	R\$ 3.251,85	140	R\$ 455.259,00
Medição de transformador (Systrafo) - instalação	R\$ 287,78	140	R\$ 40.288,61
Medidor Monofásico			
Medidor Monofásico	R\$ 45,73	1.710	R\$ 78.198,30
Módulo Comunicação e corte para 1F	R\$ 479,14	1.710	R\$ 819.322,56
Medidor Bifásico			
Medidor Bifásico	R\$ 167,67	1.575	R\$ 264.080,25
Módulo Comunicação e corte para 2F	R\$ 502,52	1.575	R\$ 791.461,91
Medidor Trifásico			
Medidor Trifásico	R\$ 172,75	515	R\$ 88.966,25
Módulo Comunicação e corte para 3F	R\$ 525,88	515	R\$ 270.830,00
Instalação do Medidor			
Medidor (monofásico, bifásico ou trifásico) - instalação	R\$ 58,54	3.800	R\$ 222.448,20
Total medição:			R\$ 3.030.855,08

Tabela A.12 - Custos da infraestrutura de telecomunicações (Mesh) do piloto da Cemig.

Infraestrutura de telecomunicações			
Descrição do item	Preço Unitário	Quantidade necessária a instalar	Subtotal por item
Roteador - aquisição	R\$ 5.726,31	5	R\$ 28.631,55
Roteador - instalação	R\$ 860,86	5	R\$ 4.304,32
Concentrador - aquisição	R\$ 39.177,51	1	R\$ 39.177,51
Concentrador - instalação	R\$ 172,17	1	R\$ 172,17
Total telecomunicações:			R\$ 72.285,56

Tabela A.13 - Custos da infraestrutura de TI (Mesh) do piloto da Cemig.

Infraestrutura de TI			
Descrição do item	Preço Unitário	Quantidade necessária a instalar	Subtotal por item
Software <i>Command Center</i>	R\$ 83.728,22	1	R\$ 83.728,22
Licenças adicionais	R\$ 56.000,00	1	R\$ 56.000,00
Implantação software	R\$ 203.241,02	1	R\$ 203.241,02
Total TI:			R\$ 342.969,24

Tabela A.14 - Custos de serviços diversos (Mesh) do piloto da Cemig.

Serviços diversos			
Descrição do item	Preço Unitário	Quantidade necessária a instalar	Subtotal por item
Treinamento	R\$ 24.388,92	1	R\$ 24.388,92
Acompanhamento Instalação	R\$ 60.972,30	1	R\$ 60.972,30
Total serviços diversos:			R\$ 85.361,22

Tabela A.15 - Compilação dos custos totais (Mesh) do piloto da Cemig.

Valores totais (excluindo custos com balanço energético: considerando 3.800 medidores monofásicos, bifásicos e trifásicos para UCs)		
Item	Valor total	Valor por ponto
Medidores (UC)	R\$ 2.535.307,48	R\$ 643,48
Infraestrutura de telecomunicações	R\$ 72.285,56	R\$ 18,35
Infraestrutura de TI	R\$ 342.969,24	R\$ 87,05
Serviços diversos	R\$ 85.361,22	R\$ 21,67
Total	R\$ 3.035.923,49	R\$ 770,54

Valores totais (incluindo custos com balanço energético: considerando 140 medidores para balanço energético e 3.800 medidores monofásicos, bifásicos e trifásicos para UCs)		
Item	Valor total	Valor por ponto
Medidores Mesh (UC e transformador)	R\$ 3.030.855,08	R\$ 797,59
Infraestrutura de telecomunicações	R\$ 72.285,56	R\$ 19,02
Infraestrutura de TI	R\$ 342.969,24	R\$ 90,26
Serviços diversos	R\$ 85.361,22	R\$ 22,46
Total	R\$ 3.531.471,10	R\$ 929,33

A.2.3 - Custos para adequações das unidades consumidoras

Tabela A.16 - Custos de adequação das unidades consumidoras do piloto da Cemig.

Adequações das unidades consumidoras (dados relacionados aos 3.800 medidores com tecnologia Mesh)			
Descrição do item	Preço Unitário	Quantidade necessária a instalar	Subtotal por item
Kits para adequação da Medição mono 10	R\$ 50,30	1.600	R\$ 80.480,00
Kits para adequação da Medição mono 16	R\$ 55,89	110	R\$ 6.147,90
Kits para adequação da Medição bif 16	R\$ 114,83	1.575	R\$ 180.857,25
Kits para adequação da Medição tri 16	R\$ 170,72	370	R\$ 63.166,40
Kits para adequação da Medição tri 25	R\$ 225,60	90	R\$ 20.304,00
Kits para adequação da Medição tri 35	R\$ 281,49	48	R\$ 13.511,52
Kits para adequação da Medição tri 50	R\$ 863,77	7	R\$ 6.046,39
Total adequação:			R\$ 370.513,46
Valor médio por UC para adequação (Total adequação/3.800):			R\$ 97,50

A.3 - PARINTINS (ELETROBRAS)

A.3.1 - Custos para infraestrutura de redes inteligentes

Tabela A.17 - Custos de aquisição de medidores do piloto da Eletrobras.

Medidores			
Descrição do item	Preço Unitário	Quantidade necessária a instalar	Subtotal por item
Medidor inteligente para UC monofásicas e polifásicas em conformidade com as especificações técnicas (incluindo a UCM)	R\$ 581,00	3.317	R\$ 1.927.177,00
Medidor inteligente de Transformador para Balanço Energético em conformidade com as especificações técnicas (incluindo a UCM e incluindo serviços de instalação)	R\$ 1.127,00	90	R\$ 101.430,00
Envelope de Segurança, confeccionado em polietileno coextrudado, natural transparente, resistente ao rasgo e punctura, com fecho de segurança fabricado em polietileno constituído de pinos de um lado e do outro cápsulas	R\$ 2,30	3.317	R\$ 7.629,10
Total medição:			R\$ 2.036.236,10

Tabela A.18 - Custos da infraestrutura de telecomunicações do piloto da Eletrobras.

Infraestrutura de telecomunicações			
Descrição do item	Preço Unitário	Quantidade necessária a instalar	Subtotal Item
Switch 24 portas 10/100/1000 Base-T PoE + 4 portas SFP, imagem avançada (<i>enhanced</i>)	R\$ 5.000,00	1	R\$ 5.000,00
Servidor; Memória: Virtualização habilitada: <i>HyperV Role</i> habilitado no sistema operacional; HD primário; controlador interno; <i>Drive</i> óptico interno; suporte do <i>rack</i> : Trilhos deslizantes com braço gerenciador de cabos.; acessórios USB <i>server</i> interface Pod	R\$ 55.000,00	1	R\$ 55.000,00
Gabinete para <i>rack</i> de 24 U	R\$ 5.500,00	1	R\$ 5.500,00
Total telecomunicações:			R\$ 65.500,00

Tabela A.19 - Custos da infraestrutura de TI do piloto da Eletrobras.

Infraestrutura de TI			
Descrição do item	Preço Unitário	Quantidade necessária a instalar	Subtotal Item
Software parte de comunicação da solução (radio+servidor+IP radio)	R\$ 102.000,00	1	R\$ 102.000,00
Software para servidor e gerência da solução	R\$ 161.000,00	1	R\$ 161.000,00
Licença por ponto (mínimo de 25 mil pontos)	R\$ 3,28	25.000	R\$ 82.000,00
Total TI:			R\$ 345.000,00

Tabela A.20 - Custos de serviços diversos do piloto da Eletrobras.

Serviços diversos			
Descrição do item	Preço Unitário	Quantidade necessária a instalar	Subtotal Item
<i>Site survey</i> , análise espectral, projetos de radicomunicação, predição de cobertura (base de dados de elevação e morfologia de 10 m), projeto e licenciamento de frequências licenciadas (caso necessário) e taxas diversas na Anatel.	R\$ 240.000,00	1	R\$ 240.000,00
Instalação e configuração do switch, dos servidores e dos sistemas operacionais, de banco de dados e de gerência da solução			
Projeto Executivo			
Instalação, parametrização e conexão à solução de medição de Medidor eletrônico e módulo de comunicação em unidades consumidoras	R\$ 89,00	3317	R\$ 295.213,00
Instalação, parametrização e conexão à solução de medição de Medidor de balanço energético	R\$ 158,00	90	R\$ 14.220,00
Treinamento e Operação Assistida por 24 meses	R\$ 240.000,00	1	R\$ 240.000,00
Suporte e Manutenção de software e licenças por 36 meses	R\$ 100.000,00	1	R\$ 100.000,00
Sobressalentes para o sistema de comunicação: switch e rádios, com seus respectivos acessórios	R\$ 60.000,00	1	R\$ 60.000,00
Total serviços diversos:			R\$ 949.433,00

Tabela A.21 - Compilação dos custos totais do piloto da Eletrobras.

Valores totais (excluindo custos para balanço energético: considerando 3.317 medidores monofásicos e polifásicos para UCs)		
Item	Valor total	Valor por ponto
Medidores (UC)	R\$ 1.934.806,10	R\$ 583,30
Infraestrutura de telecomunicações	R\$ 65.500,00	R\$ 19,75
Infraestrutura de TI	R\$ 345.000,00	R\$ 104,01
Serviços diversos	R\$ 935.213,00	R\$ 281,95
Total	R\$ 3.280.519,10	R\$ 989,00

Valores totais (incluindo custos com balanço energético: considerando 90 medidores para balanço energético e 3.317 medidores monofásicos e polifásicos para UCs)		
Item	Valor total	Valor por ponto
Medidores (UC e transformador)	R\$ 2.036.236,10	R\$ 597,66
Infraestrutura de telecomunicações	R\$ 65.500,00	R\$ 19,23
Infraestrutura de TI	R\$ 345.000,00	R\$ 101,26
Serviços diversos	R\$ 949.433,00	R\$ 278,67
Total	R\$ 3.396.169,10	R\$ 996,82

A.3.2 - Custos para adequações das unidades consumidoras

Tabela A.22 - Custos de adequação das unidades consumidoras do piloto da Eletrobras.

Adequações das unidades consumidoras	
Item	Valor
Ramais concêntricos (cabos, conectores, alças e terminais)	R\$ 122.959,20
Ramais multiplexados (cabos, conectores, alças, terminais, lacres e isoladores)	R\$ 152.155,67
Poste de jardim completo	R\$ 40.276,55
Caixa de medição	R\$ 32.140,00
Disjuntores (unipolar 30 A, bipolar 30 A e tripolar 35 A)	R\$ 4.674,81
Kit aterramento (eletroduto, condutor de cobre, conector cunha, caixa de aterramento, e assessórios para montagem)	R\$ 122.562,68
Total adequação:	R\$ 474.768,90
Valor médio por UC para adequação (Total adequação/3.407):	R\$ 139,35

APÊNDICE B - DADOS DA PESQUISA PARA A AIR

B.1 - LEVANTAMENTO DE PRAZOS, TAXAS E DEMAIS PARÂMETROS

Tabela B.1 - Abrangências adotadas em análises custo-benefício.

Caso	Informação	Observações	Referência
Aneel	Cenários com implantação em 10% e 100% do total de unidades consumidoras	Foram considerados dados de 2010, que mostram um total de 68 milhões de UCs no Brasil.	(Aneel, 2011)
Diretiva Europeia	Ao menos 80% do total de unidades consumidoras	A Diretiva EU-2009/72/EC estabelece que, " <i>se a introdução dos contadores inteligentes for avaliada favoravelmente, pelo menos 80% dos consumidores devem ser equipados com sistemas de contadores inteligentes até 2020</i> ".	(COM-EU, 2009)
França	100% do total de unidades consumidoras	Foram considerados dados de 2007, que mostram um total de 35 milhões de medidores inteligentes e 420 mil concentradores.	(Kema, 2012b)
Guia com recomendações para países da União Europeia	Ao menos 80% do total de unidades consumidoras	Segue a Diretiva EU-2009/72/EC.	(Kema, 2012a)
Holanda	100% do total de unidades consumidoras	Foram considerados dados de 2005, que mostram um total de 6,7 milhões de unidades consumidoras em baixa tensão na Holanda.	(SenterNovem, 2005)
Irlanda	100% do total de unidades consumidoras	Foram considerados dados de 2011, que mostram um total de 2.522.522 unidades consumidoras em baixa tensão na Irlanda.	(CER, 2011a)
P&D Abradee	Cenários com implantação em 52,0%; 60,6% e 75,3% do total de unidades consumidoras	Foram considerados dados de 2011, que mostram um total de 69,5 milhões de unidades consumidoras em baixa tensão no Brasil.	(Abradee, 2011a)
Portugal	100% do total de unidades consumidoras	Segue a Diretiva EU-2009/72/EC. Foram considerados dados de 2012, que mostram um total de 6.156.811 unidades consumidoras em baixa tensão em Portugal.	(Erse, 2012)
Reino Unido	100% do total de unidades consumidoras	Foram considerados dados de 2011, que mostram um total de aproximadamente 29 milhões de unidades consumidoras em baixa tensão na Inglaterra.	(Kema, 2012a)
Valores adotados nesta tese: cenários com grau de implantação de 50%, 80% e 100%.			

Tabela B.2 - Cenários de implantação adotados em análises custo-benefício.

Caso	Informação	Observações	Referência
Aneel	Seis cenários, incluindo a opção "não fazer nada"	Cenários foram baseados em combinações de funcionalidades (do medidor básico ao medidor completo com telecomunicação); e na abrangência (implantação em 10% ou 100% do total de UCs). A Aneel não considerou combinações de tecnologias de telecomunicações, apenas a existência de telecomunicações em dois dos cenários.	(Aneel, 2011)
Flanders (Bélgica)	Cenários variam com a tecnologia de telecomunicação e ainda há a opção "não fazer nada"	Situação 0 (business as usual) e situações com diferentes combinações de tecnologias de telecomunicação (ADSL, GPRS ou PLC).	(Kema, 2010)
França	4 cenários, incluindo a opção "não fazer nada"	Foram considerados 3 cenários e comparados com um cenário " <i>business as usual</i> ". Os cenários foram baseados em combinações de frequência de leituras, quantidade de interfaces para dispositivos eletrônicos, redução de consumo e custo dos medidores.	(Kema, 2012b)
Holanda	2 cenários	Situação 0 (business as usual) e Situação 1 (troca de todos os medidores).	(SenterNovem, 2005)
Irlanda	12 cenários	Cenários foram baseados em combinações de tecnologias de telecomunicações (PLC-RF, PLC-GPRS ou apenas GPRS); estímulo informacional (utilização ou não de IHD); e periodicidade da leitura e do faturamento (mensal ou bimensal*).	(CER, 2011a)
P&D Abradee	3 cenários	Cenários: Conservador (implantação em 52,0% das UCs e início em 2016); Moderado (implantação em 60,6% das UCs e início em 2015); e Acelerado (implantação em 75,3% das UCs e início em 2014). Não foram testadas combinações de telecomunicações ou funcionalidades.	(Abradee, 2011a)
Portugal	8 cenários	Cenários foram baseados em combinações de tecnologias de telecomunicações (PLC-GPRS, <i>mesh</i> -GPRS ou apenas GPRS); presença ou não da funcionalidade <i>multi-utility</i> ; estímulo informacional; e dois tipos de calendários (entre 2014 e 2022 ou entre 2016 e 2022).	(Erse, 2012)
Suécia	Cenários variam com a frequência de faturamento (mensal, bimensal e trimestral)	Diferente do Brasil onde historicamente a leitura e o faturamento são mensais, alguns países adotavam leitura e o faturamento mais esparsos (em alguns países apenas duas leituras por ano).	(Kema, 2010)
Posição adotada nesta tese: seis cenários de implantação, além da opção "não fazer nada" (BaU).			

Tabela B.3 - Tempos de análise adotado em análises custo-benefício.

Caso	Informação	Observações	Referência
Aneel	15 anos	Aneel não menciona ano específico para o início da implantação e da análise. Menciona apenas Ano 1, Ano 2 ... Ano 15.	(Aneel, 2011)
França	28 anos	Foram analisados os custos e os benefícios no período entre 2011 a 2038.	(Kema, 2012b)
Holanda	50 anos	Foram analisados os custos e os benefícios em um período de 50 anos.	(SenterNovem, 2005)
Irlanda	22 anos	Foram analisados os custos e os benefícios em todos os cenários no período entre 2011 a 2032.	(CER, 2011a)
P&D Abradee	19 anos	Foram analisados os custos e os benefícios em todos os cenários no período entre 2012 a 2030.	(Abradee, 2011a)
Portugal	40 anos	Segundo a Erse, o tempo considerado " <i>permite filtrar efeitos de curto prazo</i> ".	(Erse, 2012)
Suécia	15 anos	Foram analisados os custos e os benefícios em um período três vezes superior ao tempo de implantação.	(Kema, 2010)
Victoria (Austrália)	21 anos	Foram analisados os custos e os benefícios em todos os cenários no período entre 2008 a 2028.	(Kema, 2012b)
Tempo de análise adotado nesta tese: 30 anos			

Tabela B.4 - Valores de vida útil de medidores eletrônicos.

Caso	Informação	Observações	Referência
Aneel	15 anos	A análise realizada pela Aneel foi anterior à definição da própria Agência de que a vida útil do medidor eletrônico seria considerada como 13 anos.	(Aneel, 2011)
Áustria	15 anos	Trata-se da vida útil de medidores definida pela Autoridade Reguladora da Áustria.	(Kema, 2012a)
Espanha	15 anos	Trata-se da vida útil de medidores definida pela Autoridade Reguladora da Espanha.	(CNE, 2008)
Holanda	15 anos	Trata-se da vida útil de medidores. Valor considerado na análise custo-benefício realizada pela SenterNovem.	(SenterNovem, 2005)
Irlanda	15 a 20 anos	Trata-se da vida útil de medidores. Valor considerado na análise custo-benefício realizada pela CER.	(CER, 2011a)
Itália	15 anos	Trata-se da vida útil de medidores definida na Itália.	(Enel, 2008)
Ontário (Canadá)	15 anos	Trata-se da vida útil de medidores definida pela Autoridade Reguladora de Ontário/Canadá.	(OEB, 2005)
P&D Abradee	13 anos	Trata-se da vida útil de medidores (vida útil média de 13 anos e máxima de 15 anos). Valor considerado na análise custo-benefício realizada pela Abradee.	(Abradee, 2011a)
Portugal	15 anos	Trata-se da vida útil de medidores. Valor considerado na análise custo-benefício realizada pela Erse.	(Erse, 2012)
Victoria (Austrália)	15 anos	Trata-se da vida útil de medidores definida pela Autoridade Reguladora de Victoria.	(ESC, 2004)
Vida útil de medidores eletrônicos adotada nesta tese: 13 anos.			

Tabela B.5 - Valores de vida útil de equipamentos de telecomunicações e(ou) de TI.

Caso	Informação	Observações	Referência
P&D Abradee	13 anos	Trata-se da vida útil de módulos de comunicação, corte-religa e <i>displays</i> (vida útil média de 13 anos e máxima de 15 anos). É o mesmo valor adotado para medidores. Valor considerado na análise custo-benefício realizada pela Abradee.	(Abradee, 2011a)
Portugal	15 anos	Trata-se da vida útil de equipamentos e infraestruturas de telecomunicações. É o mesmo valor adotado para medidores. Valor considerado na análise custo-benefício realizada pela Erse.	(Erse, 2012)
Victoria (Austrália)	Vida útil regulatória de 7 anos, mas depreciação em 15 anos	Trata-se da vida útil de equipamentos e infraestruturas de telecomunicações. Embora a regulamentação australiana estabeleça 7 anos, o estudo assumiu que os equipamentos de telecomunicação serão também totalmente depreciados em 15 anos (a exemplo do medidor). Ou seja, na análise de custo-benefício em Victoria foi considerado que os equipamentos de telecomunicação serão substituídos ao fim de um prazo superior ao previsto na legislação.	(Kema, 2012b)
Victoria (Austrália)	7 anos	Trata-se da vida útil de infraestrutura de TI (Sistema de Gestão de Dados de Medição).	(Kema, 2012b)
Victoria (Austrália)	15 anos	Trata-se da vida útil de infraestrutura de TI (Sistema de Gestão da Rede).	(Kema, 2012b)
Vida útil de equipamentos de telecomunicações adotada nesta tese: 13 anos. Vida útil de equipamentos de TI adotada nesta tese: 5 anos.			

Tabela B.6 - Períodos e calendários de substituição em análises custo-benefício.

Caso	Informação	Observações	Referência
Aneel	10 anos	Implantação uniforme em um ritmo de 10% ao ano.	(Aneel, 2011)
Diretiva Europeia	10 anos	A Diretiva EU-2009/72/EC estabelece que: " <i>Estados-Membros devem fixar um calendário correspondente a um período de 10 anos, no máximo, com vista à implementação de sistemas de contadores inteligentes</i> ".	(COM-EU, 2009)
França	Dois períodos foram analisados: 5 e 10 anos	Três cenários com dois diferentes períodos cada.	(Kema, 2012b)
Holanda	10 anos	Análise de sensibilidade/incerteza: variação de 5 a 15 anos.	(SenterNovem, 2005)
Irlanda	4 anos	Troca entre 2014 e 2017 com taxas anuais de instalação de 20%, 30%, 30% e 20%, respectivamente.	(CER, 2011a)
P&D Abradee	13 anos	Adotou-se como premissa a necessidade de substituição de todo o lote quando o mesmo atingir 12 a 15 anos (vida útil média de 13 anos e máxima de 15 anos).	(Abradee, 2011a)
Portugal	Dois períodos foram analisados: 7 e 9 anos	Períodos entre 2016 e 2020 e 2016 e 2022.	(Erse, 2012)
Reino Unido	8 anos	Troca entre 2013 e 2020.	(Kema, 2012a)
Suécia	5 anos	Troca de aproximadamente 1 milhão de medidores por ano	(Kema, 2010)
Victoria (Austrália)	4 anos	Troca entre 2012 e 2015.	(Kema, 2012b)
Ciclo de implantação adotado nesta tese: 13 anos.			

Tabela B.7 - Taxas de desconto adotadas em análises custo-benefício.

Caso	Informação	Observações	Referência
Aneel	10,0%	Análise foi realizada em 2010 e considera o valor aproximado do WACC utilizado para remuneração no segundo ciclo de revisões tarifárias periódicas das distribuidoras.	(Aneel, 2011)
França	7,5%	Valor utilizado é o WACC aplicado para remuneração de investimentos.	(Kema, 2012b)
Holanda	7,0%	Foi realizada análise de sensibilidade com variação de 5% a 10%.	(SenterNovem, 2005)
Irlanda	4,0%	Segundo a CER, a taxa adotada está em linha com aquela utilizada para Holanda e Hungria. Foi realizada análise de sensibilidade com variação de 5% a 8%.	(CER, 2011a)
Portugal	10,0%	O valor está alinhado com as taxas de remuneração dos ativos regulados dos operadores das redes e, segundo a Erse, reflete as dificuldades de financiamento em Portugal.	(Erse, 2012)
Reino Unido	10,0%	O documento menciona que foi adotada uma abordagem conservadora e menciona que muitas contribuições sugeriram taxas menores. Segundo o documento, a taxa relativamente elevada foi escolhida para assegurar que o custo de oportunidade completo do investimento seja refletido na análise. Menciona ainda que se uma taxa mais baixa fosse aplicada, o VPL aumentaria significativamente.	(DECC, 2012)
Suécia	6,0%	Valor utilizado é o WACC aplicado para remuneração de investimentos.	(Kema, 2010)
Taxa de desconto adotada nesta tese: 7,50%.			

Tabela B.8 - Taxas de crescimento de mercado adotadas em análises custo-benefício.

Caso	Informação	Observações	Referência
Aneel	0%	Não foi considerada taxa de crescimento de mercado.	(Aneel, 2011)
P&D Abradee	4%	Evolução anual dos consumos.	(Abradee, 2011a)
Portugal	2%	Evolução anual da ponta máxima do sistema e evolução anual dos consumos.	(Erse, 2012)
Taxas anuais de crescimento de mercado adotada nesta tese: 4,30%.			

Tabela B.9 - Ganhos de escala e maturação tecnológica em análises de custo-benefício.

Caso	Informação	Observações	Referência
Aneel	Redução anual de 1,0%	Trata-se de redução de custos com medidores, telecomunicações e TI.	(Aneel, 2011)
Aneel	Redução de 25%	Trata-se de redução de custos com instalação de medidores, decorrentes de ganhos de escala de uma substituição em massa. O preço de instalação caiu de R\$20,00 para R\$15,00.	(Aneel, 2011)
Guia com recomendações para países da União Europeia	Redução anual de 5% a 10%	Trata-se de redução de custos com medidores e equipamentos de telecomunicação. O documento, que é 2012, menciona " <i>queda de preços significativa no futuro</i> " e assume como " <i>razoável</i> " esperar a faixa de redução mencionada. O documento ainda destaca que os custos de compra e de operação da infraestrutura de telecomunicações são aqueles que irão sofrer as maiores quedas.	(Kema, 2012a)
Holanda	Redução total de 20% após o primeiro ciclo de implantação (redução de 2% ao ano)	Um novo estudo na Holanda trata da redução de custos com medidores e equipamentos de telecomunicação. O documento assume diminuição dos preços de 20% no ano de 2020 (ou seja, os custos se reduzem após o primeiro ciclo de implantação, que é de 10 anos). Assim, a redução é de 2% ao ano, o que resulta em um aumento considerável do VPL.	(Kema, 2010)
Irlanda	Redução total de 20%	Trata-se de redução de custos com medidores. Na análise de 2011, o Regulador da Irlanda considerou queda de 20% no preço frente às compras realizadas no piloto do país em 2009.	(CER, 2011a)
Portugal	Redução anual de 2% até um valor máximo de 20% de redução face ao valor inicial	Trata-se de redução de custos com medidores. O Regulador Português justifica a redução pelas evoluções na curva de aprendizagem e efeitos de economias de escala.	(Erse, 2012)
Reino Unido	Redução anual de 1,0%	Trata-se de redução de custos com medidores, IHDs e equipamentos de telecomunicação. Em relação a 2012, foi assumida queda de 13,1% até 2024, representando redução de custos de aproximadamente 1% a cada ano. As hipóteses sobre a redução são baseadas em históricos dos custos do equipamento de medição tradicional. Ademais, o documento destaca que contribuições recebidas na consulta pública em 2011 apoiam os pressupostos de redução de custos ao longo do tempo: " <i>a maioria espera ou uma redução maior do que foi assumido</i> ".	(DECC, 2012)
Victoria (Austrália)	Redução anual de 1,5%	Trata-se de redução de custos com medidores. O documento considera que o " <i>mercado de medidores inteligentes terá maior maturidade, o que se traduz em reduções no valor de aquisição</i> ".	(Kema, 2012b)
Taxas de redução anual dos custos adotada nesta tese: 1,50%.			

B.2 - LEVANTAMENTO DE CUSTOS

Tabela B.10 - Custos de aquisição de medidores inteligentes.

Caso	Informação	Observações	Referência
Aneel	R\$ 15,00 (medidor eletrônico básico capaz de medir apenas energia ativa)	A análise custo-benefício considerou custos de medidores a depender das funcionalidades - os cenários foram baseados em combinações de funcionalidades (do medidor básico ao medidor completo com telecomunicação).	(Aneel, 2011)
	R\$ 40,00 (energia ativa, energia reativa e demanda)		
	R\$ 185,00 (energia ativa, reativa, demanda, tarifação, continuidade e conformidade)		
	R\$ 285,00 (energia ativa, energia reativa, demanda, tarifação, continuidade, conformidade, sistema de telecomunicação e atuação remota)		
Brasil (estudo sobre viabilidade econômica de instalação de medidores)	R\$ 80,00	Trata-se de análise da viabilidade econômica de instalação de medidores eletrônicos a partir da aplicação da Tarifa Branca. Não se trata de um medidor completo e se refere a um modelo com aplicação de tarifa horária, com relógio e registradores.	(Leite, 2013)
Estados Unidos	Medidor + AMI: US\$ 40 a 80 Medidor + AMI + corte/religamento: US\$ 70 a 130 Medidor + AMI + corte/religamento + HAN: US\$ 80 a 140	Segundo o documento, que analisa implantação de AMI e de redes inteligentes, os custos dos medidores de unidades residenciais são baseados mais em volume (escala) do que outros fatores.	(EPRI, 2011)
	Medidor + AMI: US\$ 120 a 150	Os custos dos medidores de unidades comerciais e industriais baseiam-se mais sobre os recursos selecionados (funcionalidades) do que outros fatores.	
Évora (Portugal)	Medidor com tecnologia PLC: de € 75,00 a € 85,00 (monofásico) e de € 120,00 a € 125,00 (trifásico).	Os valores se referem a custos de medidores do piloto (Évora - <i>Inovcity/InovGrid</i>), onde os medidores foram chamados de <i>Energy Boxes</i> - EB.	(Erse, 2012)
	Medidor com tecnologia GPRS: de € 110,00 a € 115,00 (monofásico) e de € 150,00 a € 160,00 (trifásico).		
França	Medidor PLC entre € 160,00 a € 180,00	A análise custo-benefício considerou que a implementação começaria com a primeira geração de PLC ("PLC G1"), sendo seguida mais tarde de "PLC G3".	(Kema, 2012b)

Guia com recomendações para países da União Europeia	Medidor eletrônico básico: € 36,00	O documento baseia-se em pesquisa de preços de referências de diferentes países.	(Kema, 2012a)
	Medidor unidirecional limitado à funcionalidade de leitura remota: de € 40,00 a € 60,00		
	Medidor inteligente: de € 108,00 a € 126,00		
	Medidor com unidade de telecomunicação para outros serviços (<i>Multi Utility Communication-Controller - MUC-C</i>): de € 60,00 a € 150,00		
Holanda	Medidor básico: € 20,00	Na análise custo-benefício foram realizados testes de sensibilidade/incerteza com variação de € 15,00 a € 25,00 para o medidor básico.	(SenterNovem, 2005)
	Medidor com tecnologia PLC: € 65,00	Foi considerado um custo base acrescido de um custo decorrente do modem da tecnologia associada. Medidor sem modem de comunicações: 50 euros (variação de € 40,00 a € 75,00); <i>Modem PLC</i> : 15 euros; <i>Modem GPRS</i> incluindo cartão SIM: 20 euros; <i>Modem ADSL</i> : 10 euros.	
	Medidor com tecnologia GPRS/GSM: € 70,00		
	Medidor com tecnologia ADSL (comunicação IP): € 60,00		
Irlanda	Medidor com tecnologia PLC: € 75,00 (monofásico) e € 105,00 (trifásico)	A análise custo-benefício considerou diferentes custos de medidores a depender da tecnologia de telecomunicação associada. Os custos foram baseados na aplicação de um desconto de 20% sobre os preços do piloto conduzido na Irlanda. Segundo o documento, os valores também estão de acordo com os preços de vários fabricantes, além de referências de outros países.	(CER, 2011a)
	Medidor com tecnologia RF - Wireless Mesh: € 85,00 (monofásico) e € 115,00 (trifásico)		
	Medidor com tecnologia GPRS/3G: € 100,00 (monofásico) e € 110,00 (trifásico)		
	Medidor com tecnologia 4G LTE: € 120,00 (monofásico) e € 130,00 (trifásico)		
	Medidor pré-pagamento: € 169,00 acrescido de um custo anual de € 10,00 para custos com sistemas de pré-pagamento.	A análise custo-benefício considerou sistemas de medição inteligente suportam sistemas de pré-pagamento. Considerou ainda que esses medidores são do tipo teclado.	

P&D Abradee	<p>R\$ 380,00</p> <p>O valor se refere ao medidor instalado (aquisição mais instalação)</p>	<p>A ACB considerou investimento total em medição da ordem de R\$ 45,6 bilhões no cenário acelerado (valor corrente). Nesse cenário, chega-se a um mercado de 120,7 milhões de medidores instalados no período 2012 a 2030, já se considerando a reposição ao final da vida útil. Assim, o gasto de 45,6 bilhões para 120,7 milhões de medidores implica em um custo aproximado de R\$ 380,00 por medidor. Considerando os gastos e a quantidade de medidores dos cenários moderado e conservador, chega-se também a um valor muito próximo de R\$ 380,00.</p>	(Abradee, 2011a)
Portugal	<p>Medidor com tecnologia PLC: € 60,00 (monofásico) e € 95,00 (trifásico)</p>	<p>A ACB considerou diferentes custos de medidores a depender da tecnologia de telecomunicação associada. Foi considerado um custo base acrescido de um custo decorrente do modem da tecnologia. Medidor sem modem de comunicações: 45 euros para monofásico e 80 euros para o trifásico; <i>Modem PLC</i>: 15 euros (variação entre 10 e 20); <i>Modem RF Mesh</i>: 40 euros (variação entre 15 e 45); <i>Modem GPRS</i> incluindo cartão SIM: 25 euros (variação entre 15 e 35).</p> <p>Os três medidores apresentados anteriormente não consideram a possibilidade de <i>multi-utility</i>. Caso essa possibilidade seja considerada, devem ser acrescidos os seguintes custos aos medidores: mais € 10 para o monofásico e mais € 15 para o trifásico. Por exemplo: medidor com tecnologia PLC: € 70,00 (monofásico) e € 110,00 (trifásico).</p>	(Erse, 2012)
	<p>Medidor com tecnologia RF - <i>Wireless Mesh</i>: € 85,00 (monofásico) e € 120,00 (trifásico)</p>		
	<p>Medidor com tecnologia GPRS/3G: € 70,00 (monofásico) e € 105,00 (trifásico)</p>		
	<p>Medidor <i>multi-utility</i>: valores anteriores + 10 euros (monofásico) ou + 15 euros (trifásico)</p>		
Reino Unido	<p>Medidor inteligente: £ 64,60</p>	<p>A ACB considerou que o custo total do medidor inteligente de energia elétrica seria £ 64,60, segregado da seguinte forma:</p> <p>Medidor: £ 43,00; <i>Modem WAN</i>: £ 15,00; Funcionalidade HAN: £ 2,50; Bateria: £ 2,00; Invólucro: £ 1,10; Módulo de detecção de interrupção de energia: £ 1,00.</p>	(DECC, 2012)
Suécia	<p>€ 200,00</p>	<p>A ACB considerou um valor médio composto por custos de medidores com diferentes tecnologias de telecomunicação.</p>	(Kema, 2010)
Custo de aquisição do medidor inteligente adotado nesta tese: R\$ 355,00.			

Tabela B.11 - Custos de substituição/instalação de medidor.

Caso	Informação	Observações	Referência
Aneel	R\$ 20,00 para o "cenário não fazer nada" e, em outros cenários, considerando os ganhos de escala de uma substituição em massa, esses custos foram R\$ 15,00 para cada medidor substituído	A análise custo-benefício adotou que o custo de instalação do medidor considerando a mão de obra e componentes menores.	(Aneel, 2011)
Brasil (estudo sobre viabilidade econômica de instalação de medidores)	R\$ 10,00 por UC para aplicação em todas as unidades do Brasil e R\$ 15,00 para com aplicação parcial	Trata-se de análise da viabilidade de instalação de medidores eletrônicos a partir de Tarifa Branca. Os valores para instalação do medidor baseiam-se em referências da Aneel e são definidos a depender da quantidade de implantação (são considerados ganhos de escala).	(Leite, 2013)
Estados Unidos	De US\$ 7 a 10 (residencial) e de US\$ 20 a 65 (comercial e industrial)	Trata-se de um valor médio de custos para implantação de AMI e de redes inteligentes.	(EPRI, 2011)
Guia com recomendações para países da União Europeia	De € 13,00 a € 28,00	Trata-se de faixa de custos para instalação de medidores inteligentes.	(Kema, 2012a)
Holanda	€ 64,00	A análise custo-benefício na Holanda considerou um valor médio para a substituição.	(CER, 2011)
Irlanda	Urbano: € 48; Rural: € 72; e Comercial/industrial: € 110	A ACB considerou que áreas rurais apresentam deslocamentos maiores e mais dificuldades de acesso. Considerou também que pequenas e médias empresas são, em maioria, medidores trifásicos e envolvem outros componentes menores, além de em alguns casos demandarem custo extra pela substituição fora do dia normal de trabalho.	(CER, 2011a)
Portugal	€ 17,00	A análise custo-benefício adotou custo substituição de um medidor convencional por um inteligente.	(Erse, 2012)
Reino Unido	£ 29,00	A análise custo-benefício considerou um valor médio para a substituição.	(DECC, 2012)
Custo de instalação do medidor inteligente adotado nesta tese: R\$ 20,00.			

Tabela B.12 - Custos de aquisição de medidores eletrônicos básicos.

Caso	Informação	Observações	Referência
Aneel	R\$ 15,00	A análise custo-benefício considerou custo de R\$ 15,00 para aquisição de medidor eletrônico básico capaz de medir apenas energia ativa.	(Aneel, 2011)
CEB	R\$ 22,30	Trata-se do preço de compra verificado no Pregão Eletrônico nº 05/2012, onde a distribuidora CEB adquiriu 55.000 medidores eletrônicos básicos.	(CEB, 2012)
Cemig 1	R\$ 23,78	Trata-se do preço de compra verificado no Pregão Eletrônico nº 530-G04964, onde a distribuidora Cemig adquiriu 200.000 medidores eletrônicos básicos.	(Cemig, 2012b)
Cemig 2	R\$ 22,70	Trata-se do preço de compra verificado no Pregão Eletrônico nº 530-G03578, onde a distribuidora Cemig adquiriu 300.000 medidores eletrônicos básicos.	(Cemig, 2012c)
Custo de aquisição do medidor eletrônico básico adotado nesta tese: R\$ 25,00.			

Tabela B.13 - Custos de aquisição de IHD.

Caso	Informação	Observações	Referência
Estados Unidos	O custo médio foi estimado entre US\$ 20 a 50 por unidade	Trata-se de um valor médio unitário de IHD para implantação de AMI e de redes inteligentes. A partir desse valor, o estudo estima que 20% dos consumidores residenciais teriam IHDs até 2030.	(EPRI, 2011)
Guia com recomendações para países da União Europeia	De € 5,00 a 50,00	O documento menciona custos dentro de uma faixa de variação de valores.	(Kema, 2012b)
Holanda	€ 60,00	A análise custo-benefício considerou custo de IHD incluindo custos com rede HAN.	(SenterNovem, 2005)
Irlanda	€ 50,00	A análise custo-benefício considerou custo do IHD (€ 40,00) incluindo custos com rede HAN (€ 10,00). Foram realizados testes de sensibilidade/incerteza com variação de € 20,50 a € 55,00 para o custo do IHD.	(CER, 2011a)
Portugal	€ 35,00	A análise custo-benefício considerou que existe uma grande disparidade de dispositivos e, conseqüentemente, de valores considerados em diversas referências. Foram realizados testes de sensibilidade/incerteza com variação de € 20,00 a € 55,00 para o custo do IHD.	(Erse, 2012)
Reino Unido	£ 15,00	A análise custo-benefício considerou custo do IHD como £ 15,00. O custo da funcionalidade HAN foi incluído no custo do medidor (£ 2,50).	(DECC, 2012)
Custo de aquisição do IHD (incluindo custos com rede HAN) adotado nesta tese: R\$ 125,00.			

Tabela B.14 - Custos de instalação de IHD.

Caso	Informação	Observações	Referência
Guia com recomendações para países da União Europeia	De € 10,00 a € 25,00	Trata-se de faixa de custos para instalação.	(Kema, 2012a)
Irlanda	€ 50,00	Trata-se de custo para instalação adotado na análise custo-benefício.	(CER, 2011a)
Portugal	€ 15,00	Trata-se de custo para instalação adotado na análise custo-benefício.	(Erse, 2012)
Custo de instalação do IHD (incluindo custos com rede HAN) adotado nesta tese: R\$ 20,00.			

Tabela B.15 - Custos de aquisição e instalação da infraestrutura de telecomunicações.

Caso	Informação	Observações	Percentual correspondente ao custo do medidor	Referência
Aneel	Custo de toda infraestrutura de telecomunicações e de TI: R\$ 300,00 por medidor	A análise custo-benefício estimou que o custo de disponibilização de um sistema de telecomunicações e de tecnologia da informação equivale ao valor do medidor mais avançado instalado (esse valor foi de R\$ 285,00 pelo medidor acrescido de R\$ 15,00 da instalação). Assim, para telecomunicações e TI foi considerado um custo de R\$ 300,00 por unidade. Esse custo diz respeito a todos os equipamentos e softwares necessários para levar os dados disponibilizados dos medidores até o sistema central da distribuidora e processar essa informação. O documento menciona que foi adotada uma postura conservadora (os custos foram superestimados).	Documento não cita divisão, mas pode-se considerar 50% TI e 50% telecomunicações	(Aneel, 2011)
Austrália	Adaptação da infraestrutura de telecomunicações e de sistemas de informática das distribuidoras: 20% a 29% do custo total do projeto (o que corresponde a 25% a 40 % de custos com medidores)	Um grupo de trabalho do Conselho Ministerial para <i>Smart Grid</i> na Austrália estimou que os medidores (compra e instalação) representam entre 71% e 80% do investimento custo total do projeto. O restante, de 20% a 29%, relaciona-se adaptação da infraestrutura de telecomunicações (PLC, telefonia fixa e GPRS) e de sistemas de informática das distribuidoras.	De 25% a 40 % (telecomunicações + TI)	(MME, 2011)
Évora (Portugal)	Custo pode ultrapassar os 35% do valor total do medidor	O valor se refere a custos de da experiência-piloto (Évora - <i>Inovcity/InovGrid</i>). Dependendo do tipo de comunicação (PLC ou GPRS) e do tipo de medidor (monofásico ou trifásico), o custo pode ultrapassar os 35% do valor total do equipamento (medidor monofásico, com tecnologia PLC).	35%	(Erse, 2012)

França	Custo de toda infraestrutura de telecomunicações: € 500 milhões (o que corresponde a um valor de € 14,29 por UC)	A análise custo-benefício considerou gastos de € 3 bilhões com compra e instalação de medidores. Assim, o custo de toda infraestrutura de telecomunicações (€ 500 milhões) corresponde a 16,67% dos gastos com medição. Para se chegar ao valor por UC, foi considerado um universo de 35 milhões de unidades consumidoras na França.	16,67%	(Kema, 2012b)
Guia com recomendações para países da União Europeia	Concentrador PLC: de € 350 a € 700 acrescido de custo de instalação de € 50 a € 144, o que corresponde à estimativa de 9 € por medidor	Os custos são baseados em projetos pilotos. O documento considera que um concentrador contempla tipicamente 50 a 100 medidores e conclui que uma boa estimativa é de 9 € por medidor.	7,14% (medidor a € 126,00 e elementos de PLC a € 9,00 por medidor)	(Kema, 2012a)
	Elementos de GPRS/GSM: de € 35 a € 50 por medidor	O documento afirma que medidores GPRS/GSM são mais caros do que os medidores de comunicação com PLC, porque a modulação de um sinal PLC é tecnicamente muito mais fácil do que uma ligação GSM.	39,68 % (medidor a € 126,00 e elementos de GPRS/GSM a € 50 por medidor)	
	Elementos de ADSL: de € 60 a € 100 por medidor	O documento afirma que, para medidores ADSL, os custos adicionais são maiores, já que não há grande mercado quando comparado às outras tecnologias.	79,37% (medidor a € 126,00 e elementos de GPRS/GSM a € 100 por medidor)	
Holanda	Concentrador PLC: € 1.500,00 (o que corresponde a um valor de € 20,00 por UC)	A análise custo-benefício realizou testes de sensibilidade/incerteza com variação entre € 750,00 e € 2.000,00. Foi estimado um número de 75 UCs por concentrador. Foi considerado um misto de sistemas de telecomunicações (40% de PLC; 20% de GSM/GPRS; e 40% de ADSL).	30,77% (medidor a € 65,00 e elementos de PLC a € 20,00 por medidor)	(SenterNovem, 2005)
Irlanda	Concentrador PLC: € 880,00 (o que corresponde a um valor de € 20,00 por UC)	A ACB na Irlanda baseou-se em custos do piloto realizado no país e nas faixas de preços de referências internacionais. O documento considerou uma média de 44 medidores por concentrador, o que resulta em um custo de € 20,00 por UC.	19,05% (medidor a € 105,00 e elementos de PLC a € 20,00 por medidor)	(CER, 2011a)

	Elementos da rede RF - Mesh: € 6.000,00 por bloco coletor de dados (o que corresponde a um valor de € 40,00 por UC)	A ACB na Irlanda baseou-se em custos do piloto realizado no país e nas faixas de preços de referências internacionais. O documento considerou uma média de 150 medidores por bloco coletor de dados, o que resulta em um custo de € 40,00 por UC.	34,78% (medidor a € 115,00 e elementos RF a € 40,00 por medidor)	
P&D Abradee	Todos os custos de telecomunicação: R\$ 177,00 por unidade consumidora	Estão incluídos custos de Capex e Opex. Estão incluídos custos com telecomunicações referentes à medição e automação. Trata-se de um valor médio entre os cenários (42,76% para o acelerado; 46,61% para o moderado; e 50,00% para o conservador).	46,58%	(Abradee, 2011a)
	Concentrador PLC: € 1.200,00 (o que corresponde a um valor de € 12,00 por UC)	A análise custo-benefício realizou testes de sensibilidade/incerteza com variação entre € 750,00 e € 2.250,00. Foi estimado um número de 100 UCs por concentrador.	20% (monofásico) e 12,63% (trifásico)	
Portugal	Elementos GPRS: € 1.200,00 (o que corresponde a um valor de € 12,00 por UC)	A análise custo-benefício realizou testes de sensibilidade/incerteza com variação entre € 750,00 e € 2.250,00. Foi estimado um número de 100 UCs por concentrador.	17,14% (monofásico) e 11,43% (trifásico)	(Erse, 2012)
	Elementos da rede RF - Mesh: € 6.000,0 (o que corresponde a um valor de € 60,00 por UC)	A análise custo-benefício realizou testes de sensibilidade/incerteza com variação entre € 4.000,00 e € 8.000,00. Foi estimado um número de 100 UCs por grupo de elementos.	85,71% (monofásico) e 57,14% (trifásico)	
Victoria (Austrália)	Custo total da infraestrutura de telecomunicações e medição : \$ 1.135 milhões	A análise custo-benefício considerou custo agregado com infraestrutura de telecomunicações e medição (o documento não disponibiliza valores separados). Esse custo total é de \$ 1.135 milhões (VP em dólares australianos), o que corresponde a 48,32% do total dos custos do projeto (\$ 2.349 milhões).	Não se trata de percentual sobre o custo do medidor. O valor de 48,32% é sobre os custos totais do projeto	(Kema, 2012b)
Custo por UC de aquisição e instalação da infraestrutura de telecomunicações adotado nesta tese: R\$ 142,00 (valor equivalente a 40,00% do valor de aquisição do medidor inteligente).				

Tabela B.16 - Custos de aquisição e instalação da infraestrutura de TI.

Caso	Informação	Observações	Percentual correspondente ao custo do medidor	Referência
Aneel	Custo de total de TI e de telecomunicações : R\$ 300,00 por medidor	A análise custo-benefício estimou o custo de R\$ 300,00 por unidade consumidora. Contudo, esse valor se refere a gastos com telecomunicações e de tecnologia da informação, conforme já mencionado. O documento cita que foi adotada uma postura conservadora (os custos foram superestimados).	Documento não cita divisão, mas pode-se considerar 50% TI e 50% telecomunicações	(Aneel, 2011)
França	Custo de total de TI : € 300 milhões, o que corresponde a um valor de € 8,57 por unidade consumidora	A análise custo-benefício considerou gastos de € 3 bilhões com compra e instalação de medidores. Assim, o custo de toda infraestrutura de TI (€ 300 milhões) corresponde a 10,00% dos gastos com medição. Para se chegar ao valor por UC, foi considerado um universo de 35 milhões de unidades consumidoras na França.	10,00%	(Kema, 2012b)
Holanda	Custo de total de TI : € 137,7 milhões, o que corresponde a um valor de € 20,55 por unidade consumidora	A análise custo-benefício estimou o custo total de € 162 milhões para implantar sistemas de TI (valor presente, considerando a divisão de 85% de Capex e 15% de Opex, o que implica em um valor de € 137,7 milhões somente para Capex). Ao todo, o projeto é de 6,7 milhões de unidades consumidoras, o que resulta em um custo de € 20,55 por unidade consumidora. Esse gasto se refere a despesas de capital de softwares e hardwares e englobam gastos com servidores, <i>data-centers</i> , periféricos e processos de gerenciamento e armazenamento de dados. Também estão incluídos gastos com implantação e gestão.	29,36% (medidor GPRS/GSM a € 70,00 e custo total de TI a € 20,55 por UC)	(SenterNovem, 2005)
Irlanda	Despesas de capital (Capex) : € 27 milhões, o que corresponde a um valor de € 10,70 por UC	A ACB considerou gastos com novos softwares e hardwares, ou atualização de existentes. O documento cita que custos inferiores foram adotados em outros países. Para se chegar ao valor unitário, foi considerado o universo de 2.522.522 UCs na Irlanda.	Vide célula abaixo	(CER, 2011a)

Custo de Head End : € 4,6 milhões, o que corresponde a um valor de € 1,82 por UC	A ACB considerou gastos de € 4,6 milhões. Entretanto, dada a incerteza associada com os custos de licença, a análise de sensibilidade foi executada com valor menor de € 3,9 milhões.	
Custo de sistemas de Gerenciamento de Dados de Medição (MDM) : € 11,4 milhões, o que corresponde a um valor de € 4,52 por UC	Dada a incerteza associada com os custos de suporte, a análise de sensibilidade foi executada com valores de € 9,4 e € 12,4 milhões.	
Custo de sistemas SAP-ERP : € 6,5 milhões, o que corresponde a um valor de € 2,58 por UC	Documento não menciona a análise de sensibilidade para os custos relacionados a sistemas SAP-ERP.	
Custo de Portal WEB : € 2,0 milhões, o que corresponde a um valor de € 0,79 por UC	Documento menciona que uma faixa de € 600 mil a € 8 milhões foi cotada, devido a diferentes implementações de portais.	
Custo de Segurança da Informação : € 350 mil, o que corresponde a um valor de € 0,14 por UC	A análise custo-benefício considerou gastos com vistas a garantir a segurança da informação.	
Custo de logística de implantação e gestão de hardwares e softwares : € 4,5 milhões, o que corresponde a um valor de € 1,78 por UC	A análise custo-benefício considerou gastos de logística e gestão, dada a grande escala associada ao projeto.	
Custo do Centro de Operações e Negócios (Business and Networks Operations Centre) : € 5.166.000, o que corresponde a um valor de € 2,05 por unidade consumidora	Trata-se de custo com gerenciamento das operações e de negócios relacionados a telecomunicações e TI. Os custos do Centro de Operações incluem gastos com pessoal, instalações, desenvolvimento e aplicações, suporte, gerenciamento, segurança dos dados, telefonia, sistemas de informática de escritório, custos indiretos, etc.	
Custo total de TI : € 61.516.000, o que corresponde a um valor de € 24,39 por UC	Trata-se da soma de todos os custos de TI mencionados nas oito linhas anteriores. É o custo total relacionado à TI.	21,21% (medidor a € 115,00 e custo total de TI a € 24,39 por UC)

P&D Abradee	Custo total de TI : R\$ 22,41 por unidade consumidora	Foram utilizados valores correntes. Estão incluídos custos de Capex e Opex. Estão incluídos custos com TI referentes à medição, automação e GD. O custo total equivale a R\$ 22,41 por unidade consumidora e representa 5,90% dos gastos com medição. Trata-se de um valor médio entre os cenários (4,82% para o acelerado; 6,21% para o moderado; e 6,60% para o conservador).	5,90%	(Abradee, 2011a)
Portugal	Custo de Sistemas de Gestão das Comunicações : € 600 mil durante 4 anos (total de € 2,4 milhões)	A análise custo-benefício considerou gastos referentes às despesas de capital de softwares e hardwares relativos a sistemas de gestão das telecomunicações e gerenciamento e armazenamento de dados. Trata-se da soma de todos os custos de TI mencionados nas quatro linhas anteriores. É o custo total relacionado à TI. Para se chegar ao valor por UC, foi considerado um universo de 6.156.811 unidades consumidoras em Portugal.	Vide célula abaixo	(Erse, 2012)
	Custo de Sistemas de Gestão de informação : € 36 milhões durante 4 anos (total de € 144 milhões)			
	Custo de hardwares e softwares Head End : € 2,6 milhões			
	Custos com novos sistemas : € 7,11 milhões			
Victoria (Austrália)	Custo total de TI : \$ 261 milhões	A análise custo-benefício estimou o custo total de \$ 261 milhões (VP em dólares australianos), o que corresponde a 11,11% do total dos custos do projeto (\$ 2.349 milhões). Considerando os gastos com medição e telecomunicações (\$ 1135 milhões), o custo total de TI corresponde a 23,00%.	24,15% (medidor a € 115,00 e custo total de TI a € 25,36 por UC)	(Kema, 2012b)
			11,11% dos custos totais do projeto (não é percentual correspondente ao custo do medidor)	
Custo por UC de aquisição e instalação da infraestrutura de TI adotado nesta tese: R\$ 53,25 (valor equivalente a 15,00% do valor de aquisição do medidor inteligente).				

Tabela B.17 - Custos de O&M da infraestrutura de telecomunicações.

Caso	Informação	Observações	Percentual correspondente ao custo de infraestrutura de telecomunicações*	Referência
Aneel	Dispêndio mensal de R\$ 1,00 para cada medidor instalado (custo anual de R\$ 12,00)	A análise custo-benefício considerou gastos com O&M do sistema de telecomunicações e de TI. Está incluído também o custo de utilização do serviço.	4,00% (infraestrutura de telecomunicações e TI a R\$ 300,00 por medidor e custo de operação anual a R\$ 12,00 por medidor)	(Aneel, 2011)
Irlanda	Custo anual de O&M para PLC: 1,5%	A análise custo-benefício considerou gastos com O&M de infraestrutura de telecomunicações.	1,50%	(CER, 2011a)
	Custo anual de O&M para RF Mesh: 3%		3,00%	
Ontário (Canadá)	1,0% ao ano	No Canadá, como uma média geral, estimou-se que o gasto com operação e manutenção da infraestrutura de telecomunicação seja de 1% do custo de capital instalado do sistema.	1,00%	(OEB, 2005)
Portugal	1,0% ao ano	A análise custo-benefício considerou gastos com O&M de infraestrutura de telecomunicações.	1,00%	(Erse, 2012)
Custo anual por UC de O&M da infraestrutura de telecomunicações adotado nesta tese: R\$ 3,55 (valor equivalente a 2,50% do valor de aquisição da infraestrutura de telecomunicações).				

* Nessa coluna, os gastos estão ilustrados como um percentual correspondente ao custo da infraestrutura de telecomunicações (diferentemente dos outros casos, onde os custos são mostrados como um percentual do valor do medidor).

Tabela B.18 - Custos de subscrição e utilização do serviço de telecomunicações.

Caso	Informação	Observações	Percentual correspondente ao custo do medidor	Referência
Évora (Portugal)	Custo mensal de transmissão de dados entre um concentrador e o sistema central, usando tecnologia GPRS, é de 10 €/concentrador, correspondendo a 0,10€/UC (€ 1,20 por ano)	Os valores se referem a custos de da experiência-piloto (Évora - <i>Inovcity/InovGrid</i>) e se referem a gastos com utilização do serviço. Foram consideradas 100 unidades consumidoras por concentrador. Nesse caso, foi considerado que o custo de transmissão de dados via PLC entre um medidor e o concentrador é nulo.	0,96% (medidor trifásico PLC a € 125,00 e custo de comunicação anual a € 1,20 por medidor)	(Erse, 2012)
	Custo mensal de transmissão de dados entre um medidor e o sistema central, usando tecnologia GPRS, é de 1€/UC (€ 12,00 por ano)	Os valores se referem a custos de da experiência-piloto (Évora - <i>Inovcity/InovGrid</i>) e se referem a gastos com utilização do serviço.	7,50% (medidor trifásico GPRS a € 160,00 e custo de comunicação anual a € 12,00 por medidor)	
Guia com recomendações para países da União Europeia	Custo anual de comunicação por medidor PLC: de € 0,70 a € 2,00	O documento menciona que os custos relacionados a telecomunicações são diferentes, a depender da tecnologia.	1,59% (medidor a € 126,00 e custo de comunicação a € 2 por medidor)	(Kema, 2012a)
	Custo anual de comunicação por medidor GPRS/GSM: de € 1,00 a € 10,00		7,94% (medidor a € 126,00 e custo de comunicação a € 10 por medidor)	
	Custo anual de comunicação por medidor ADSL: de € 0,40 a € 4,00		3,17% (medidor a € 126,00 e custo de comunicação a € 4 por medidor)	
Holanda	Custo anual de comunicação por medidor PLC: € 21,00	A análise custo-benefício considerou um gasto mensal de € 1,75 (que corresponde a € 21,00 por ano).	32,31% (medidor a € 65,00 e custo de comunicação a € 21 por medidor)	(SenterNovem, 2005)
	Custo anual de comunicação por medidor GPRS/GSM: € 20,00	A análise custo-benefício realizou testes de sensibilidade/incerteza com variação entre € 8,00 e € 60,00.	28,57% (medidor a € 70,00 e custo de comunicação a € 20 por medidor)	

	<p>Custo anual de comunicação GPRS por concentrador PLC: € 50,00, o que corresponde a custo anual de € 1,14 por unidade consumidora</p>	<p>A análise custo-benefício considerou um gasto mensal com utilização e subscrição do serviço de telecomunicações. Foi considerado que a comunicação GPRS entre um concentrador PLC e os sistemas centrais (WAN) implica em dispêndio de € 50,00 por ano por concentrador. O documento considerou uma média de 44 medidores por concentrador, o que resulta em um custo anual de € 1,14 por unidade consumidora.</p>	<p>1,08% (medidor a € 105 e custo de comunicação a € 1,14 por medidor)</p>	
Irlanda	<p>Custo anual de comunicação GPRS por bloco coletor RF Mesh: € 50,00, o que corresponde a custo anual de € 0,33 por unidade consumidora</p>	<p>Foi considerado que a comunicação GPRS entre um bloco coletor RF e os sistemas centrais (WAN) implica em dispêndio de € 50,00 por ano por concentrador. O documento considerou uma média de 150 medidores por bloco coletor de dados, o que resulta em um custo de € 0,33 por unidade consumidora.</p>	<p>0,29% (medidor a € 115 e custo de comunicação a € 0,33 por medidor)</p>	(CER, 2011a)
	<p>Custo anual de comunicação GPRS: € 10,00 por unidade consumidora</p>	<p>A análise custo-benefício considerou um gasto anual € 10,00 para medidores instalados com GPRS/3G. O documento afirma que esse valor é mais elevado do que suposição feita na avaliação em outros países. Dada a incerteza em torno dessa consideração, foi realizada análise de sensibilidade apenas em torno de um custo menor e foi testado um valor de € 5,00.</p>	<p>11,0% (medidor a € 110 e custo de comunicação a € 10 por medidor)</p>	
Portugal	<p>Custo anual de comunicação GPRS por concentrador PLC: € 60,00, o que corresponde a custo anual de € 0,60 por unidade consumidora</p>	<p>A análise custo-benefício considerou um gasto mensal com utilização e subscrição do serviço de telecomunicações. Foi considerado que a comunicação GPRS entre um concentrador PLC e os sistemas centrais (WAN) implica em dispêndio de € 60,00 por ano por concentrador. Foram consideradas 100 unidades consumidoras por concentrador.</p>	<p>0,63% (medidor a € 95,00 e custo de comunicação a € 0,60 por medidor)</p>	(Erse, 2012)

Portugal	Custo anual de comunicação GPRS por medidor: € 9,60	Foi considerado que a comunicação GPRS entre medidores individuais e os sistemas centrais de € 0,80 por mês por medidor (para efeitos de análise de sensibilidade foi considerada uma variação entre € 0,50 e € 1,00).	9,14% (medidor a € 105,00 e custo de comunicação a € 9,60 por medidor)	(Erse, 2012)
Victoria (Austrália)	Custo mensal por medidor: \$US 2,00 por unidade consumidora	Trata-se de um custo não só com O&M, subscrição e utilização do serviço de telecomunicação, mas também com gastos de O&M relativos à TI (todos os sistemas e hardware); medição (gestão e fornecimento de dados, manutenção de medidores); e serviços ao cliente.	Não foram encontradas informações precisas sobre o valor do medidor.	(Kema, 2012b)
<p align="center">Custo anual por UC de subscrição do serviço de telecomunicações adotado nesta tese: R\$ 10,65 (valor equivalente a 3,00% do valor de aquisição do medidor inteligente).</p>				

Tabela B.19 - Custos de O&M da infraestrutura de TI.

Caso	Informação	Observações	Percentual correspondente ao custo do medidor	Referência
Aneel	Dispêndio mensal de R\$ 1,00 para cada medidor instalado (custo anual de R\$ 12,00)	A análise custo-benefício considerou gastos com O&M do sistema de telecomunicações e de TI.	4,00% (infraestrutura de telecomunicações e TI a R\$ 300,00 por medidor e custo de operação anual a R\$ 12,00 por medidor)	(Aneel, 2011)
Évora (Portugal)	Custo anual de processamento e armazenamento da informação : € 1,80 por unidade consumidora	O valor se refere a custos de da experiência-piloto (Évora - <i>Inovcity/InovGrid</i>). O custo relativo a clientes BT com recolha de apenas um valor diário é de cerca 0,15€/mês/UC (€ 1,80 por ano). Em casos mais avançados, onde são recolhidos diagramas de carga (96 registros/dia), o custo é cerca de 1€/mês/UC.	1,44% (medidor trifásico PLC a € 125,00 e custo do item de TI a € 1,80 por medidor)	(Erse, 2012)
Holanda	Custo anual de manutenção : 15% do valor da infraestrutura de TI, o que corresponde a um valor de € 3,63 por unidade consumidora	A análise custo-benefício considerou gastos anuais de 15% valor da infraestrutura de TI, que é de € 162 milhões. Para se chegar ao valor por UC, foi considerado um universo de 6,7 milhões de UCs na Holanda.	5,18% (medidor GPRS a € 70,00 e custo do item de TI a € 3,63 por medidor)	(SenterNovem, 2005)
Irlanda	Custo anual de licenças, suporte e atualização de softwares : € 2,3 a 2,6 milhões, o que corresponde a um valor de € 0,91 por unidade consumidora	A análise custo-benefício considerou gastos anuais com tecnologia da informação.	Vide célula abaixo	(CER, 2011a)
	Custo anual de armazenamento de dados : € 0,70 por unidade consumidora			
	Custo anual total : € 1,61 por unidade consumidora			

Portugal	Custo anual O&M de sistemas de gestão de dados e de comunicações : € 120.000, o que corresponde ao um valor de € 0,02 por unidade consumidora	A análise custo-benefício considerou que os custos de O&M com TI são aqueles relacionados a sistemas de gestão de dados e de comunicações e sistemas de informação. Nesse contexto, considerou custo anual de operação e manutenção de 20% dos gastos com sistemas de gestão de dados e de comunicações (€ 600 mil) e sistemas de informação (€ 36 milhões).	Vide célula abaixo
	Custo anual O&M de sistemas de informação : € 7,2 milhões, o que corresponde ao um valor de € 1,17 por unidade consumidora		
	Custo total de O&M de TI : € 7,32 milhões, o que corresponde a um valor de € 1,19 por unidade consumidora	Trata-se da soma de todos os custos de operação e manutenção relacionados à TI mencionados nas duas linhas anteriores. Para se chegar ao valor por UC, foi considerado um universo de 6.156.811 unidades consumidoras em Portugal.	1,25% (medidor trifásico PLC a € 95,00 e custo total de TI a € 1,19 por medidor)

(Erse, 2012)

Custo anual por UC de O&M da infraestrutura de TI adotado nesta tese: R\$ 5,33

(valor equivalente a 1,50% do valor de aquisição do medidor inteligente).

Tabela B.20 - Custos com gestão, logística e campanhas de comunicação.

Caso	Informação	Observações	Referência
Irlanda	Campanhas de educação e de conscientização: € 2,8 milhões	A análise custo-benefício considerou custos diversos com gestão, logística, relacionamento, campanhas de sensibilização e comunicação. São custos ilustrados em valores presentes.	(CER, 2011a)
	Gestão geral do programa: € 17,4 milhões		
	Projeto e Aquisições: € 6,7 milhões		
	Instalação, teste e pré-implantação: € 3,5 milhões		
	Condução da substituição e custos do projeto: € 4,1 milhões (fase inicial) e € 21 milhões (fase de conclusão)		
Custos totais do programa: € 55,5 milhões, o que corresponde a € 22,00 por unidade consumidora	Os custos totais do programa se referem à soma de todos os custos mencionados nas cinco linhas anteriores. Para se chegar ao valor por UC, foi considerado um universo de 2.522.522 unidades consumidoras na Irlanda.		
Portugal	€ 3 milhões por ano durante o período de substituição o que corresponde a € 3,41 por unidade consumidora	A análise custo-benefício considerou custos de gestão, logística, processos de aquisição de medidores, formação e gestão do relacionamento com os agentes envolvidos, campanhas de sensibilização e comunicação aos consumidores. Para se chegar ao valor por UC, foi considerado um universo de 6.156.811 unidades consumidoras em Portugal. O período de substituição considerado foi de 7 anos.	(Erse, 2012)
Relatório MME	Campanha de comunicação: custo aproximado de R\$ 6 milhões	Trata-se de valor de campanha de comunicação e marketing do realizada pelo governo federal brasileiro. O Relatório baseia-se no caso do Programa Luz para Todos, onde a campanha de divulgação teve período de 11 dias e foi vinculada em televisão (horário nobre das principais emissoras), rádios (principais programas das maiores rádios), jornais (de maior circulação nas capitais brasileiras) e internet. Para o Programa Luz, a divulgação ocorreu no ano de 2006.	(MME, 2011)
Reino Unido	Custos organizacionais (regulação, seguros, certificação, logística do	A análise custo-benefício considerou custos diversos. São custos ilustrados em valores	(DECC, 2012)

programa, testes e ensaios): £ 140 milhões	presentes.
Custos jurídicos: £ 30 milhões	
Marketing: £ 87 milhões	
Campanha de comunicação e adesão: £ 166 milhões	<p>Custos (VP) com comunicação e adesão foram divididos em:</p> <p>Publicidade no rádio e TV e impressa: £ 57 milhões</p> <p>Divulgação e apoio para outros agentes: £ 29 milhões</p> <p><i>Call Center e website</i>: £ 20 milhões</p> <p>Planejamento e produção: £ 18 milhões</p> <p>Postal: £ 14 milhões</p> <p>Apoio ao comércio: £ 12 milhões</p> <p>Pesquisa e rastreamento: £ 8 milhões</p> <p>Gestão regional: £ 8 milhões</p>
Custos totais: £ 423 milhões, o que corresponde a £ 15,00 por unidade consumidora	<p>Trata-se da soma de todos os custos (VP) mencionados nas quatro linhas anteriores.</p> <p>Para se chegar ao valor por UC, foi considerado um universo de 29 milhões de unidades consumidoras.</p>

Gasto de logística anual por medidor instalado adotado nesta tese: R\$ 12,50.

Gasto de campanhas de comunicação anual por medidor instalado adotado nesta tese: R\$ 1,00.

Gasto anual inicial (durante os 13 primeiros anos) com campanhas de comunicação: R\$ 8.000.000,00.

Gasto administrativo anual por medidor instalado adotado nesta tese: R\$ 0,50.

Gasto administrativo inicial (ano 1) adotado nesta tese: R\$ 37.389.434,56

Tabela B.21 - Custo de oportunidade do tempo dos consumidores.

Caso	Informação	Observações	Referência
Holanda	€ 7,50 por hora	A análise custo-benefício considerou custo de oportunidade do tempo dos consumidores com a instalação de medidores. O documento assume que é difícil avaliar o tempo livre. No entanto, a estimativa foi feita com base no que as pessoas ganham no mercado de trabalho (o valor da última hora de trabalho em um dia útil pode ser considerado na avaliação do tempo livre).	(SenterNovem, 2005)
Irlanda	€ 15,68 por hora	A análise custo-benefício considerou um valor médio, com base na metade do salário médio por hora. Trata-se de oportunidade do tempo dos consumidores com a instalação de medidores.	(CER, 2011a)
	€ 11,70 (consumidores residenciais) e € 4,60 (comerciais e industriais)	Além do tempo dos consumidores com a instalação de medidores, a análise custo-benefício ainda considerou custo do tempo gasto para aprender sobre novas tarifas e novas faturas.	
Portugal	€ 3,00 por hora	A análise custo-benefício considerou custo de oportunidade do tempo dos consumidores com a instalação de medidores e IHDs.	(Erse, 2012)
Custo não contabilizado nesta tese.			

B.3 - LEVANTAMENTO DE BENEFÍCIOS

Tabela B.22 - Informações sobre redução de demanda de ponta (kW).

Caso	Informação	Observações	Referência
Aneel	3% ou 5%, a depender do cenário	Valores considerados na análise custo-benefício dependem das funcionalidades dos cenários (3% para cenário sem telecomunicações e 5% com telecomunicações).	(Aneel, 2011)
Brasil - projeto piloto Bandeirante	Modulação de carga na ponta de 500 W/cliente	Trata-se de resultado do projeto piloto realizado pela distribuidora Bandeirante (interior do estado de São Paulo). Considerando os 2.354 consumidores que foram faturados com a Tarifa Amarela, verificou-se uma demanda evitada de 1177,0 kW na ponta. Ou seja, a modulação de carga na ponta de foi 500 W/cliente.	(Bandeirante, 1999)
Brasil - projeto piloto Cemig	Reduções de demanda em transformadores chegam a 18%	Trata-se de resultado do projeto piloto realizado pela distribuidora Cemig (estado de Minas Gerais), onde foi aplicada Tarifa Amarela na modalidade binômia. Os resultados são de três transformadores da amostra e apontam reduções de demanda de: 11% ou 152 W/UC; 18% ou 140 W/UC; e 18% ou 185 W/UC. O relatório ilustra uma ACB para eventual implantação da Tarifa Amarela em 400 mil UCs da Cemig. A TIR foi de 17,49% e a RCB foi de 0,992, mostrando que o projeto é viável economicamente. O VPL foi de R\$ R\$ 1,2 milhões e <i>“do ponto de vista da sociedade o resultado fica muito mais atraente”</i> . As conclusões relatam que <i>“a Cemig pretende implantar as tarifas diferenciadas em todo seu mercado de baixa tensão”</i> . <i>“Espera-se que os 400 mil consumidores atendidos nessa primeira etapa de implantação reduzam de 10% a 25% sua carga no horário de ponta”</i> .	(Cemig, 2001)
Brasil - projeto piloto Copel	De 4,6% a 13,9%	Trata-se de resultado do projeto piloto realizado pela distribuidora Copel (estado do Paraná). A redução da demanda ocorreu dependendo da faixa de consumo: 10,8% (para faixa entre 161 - 300 kWh); 13,9% (para faixa entre 301 - 500 kWh); e 4,6% (para consumo acima de 500 kWh).	(Copel, 1998).
Brasil - projeto piloto CPFL	8,4% (classe residencial); e 15,6% (todas as classes)	Trata-se de resultado do projeto piloto realizado pela distribuidora CPFL Paulista (interior do estado de São Paulo). A modulação da classe residencial foi de 8,4%. No mercado total (de todas as classes) com três horas de ponta, a modulação foi de 15,6%.	(Cassanti & Junior, 1990)

Califórnia (Estados Unidos)	5,0%	Um piloto (<i>Puget Sound Energy</i>) realizado na Califórnia para 300.000 UCs atingiu reduções de consumo de 5% no horário de ponta. Outro piloto (<i>The California State-wide Pricing Pilot</i>) focado no período do verão foi realizado e reduções de consumo de até 5% também foram atingidas como uma relação de tarifa ponta para fora ponta de 3:1.	(Ofgem, 2006).
Compilação de estudos internacionais (2009)	6,0%	Trata-se de resultado de 15 pilotos realizados na Austrália, Canadá, Estados Unidos e França, com aplicação de diferentes tipos de tarifas. O percentual da coluna ao lado mostra resultados decorrentes da aplicação de TOU, onde a redução média de ponta foi de 6,0%. Quando há aplicação de mecanismos de <i>feedback</i> direto e tecnologia para controle, a redução ultrapassa 30%.	(Faruqui & Sergici, 2009)
Compilação de estudos internacionais (2011)	de 5% a 16%	Estudo do <i>European Smart Metering Industry Group</i> (Esmig) sugere redução de pico de aproximadamente 5% para tarifas horárias (TOU), 12% para tarifação em tempo real (RTP) e 16% para tarifação de pico crítico (CPP).	(Esmig, 2011)
Coreia do Sul	6,0%	O documento estima que as redes inteligentes reduziriam o consumo de energia elétrica em até 3% e diminuiriam o pico em cerca de 6%. A referência menciona ainda que as economias seriam iguais à produção de sete reatores nucleares de 1GW.	(Task Force for Smart Grids, 2010)
Holanda	2,5%	Trata-se de valor considerado na análise custo-benefício para redução de pico.	(SenterNovem, 2005)
Irlanda	8,8%	Trata-se de um valor médio baseado nos pilotos realizados no país e, segundo o documento, são " <i>estatisticamente significativos com um nível de confiança de 90%</i> ".	(CER, 2011b)
Irlanda do Norte	10,0%	Trata-se de um valor médio resultante de um estudo sobre o impacto na eficiência energética realizado na Irlanda do Norte, que indicou que o pico da noite poderia ser reduzido em até 10% dependendo do sinal de preço.	(Ofgem, 2006)
Ontário (Canadá)	3.7% (TOU); e 5.5% (TOU+IHD), chegando a 8,5% em dias quentes de verão	O piloto foi realizado entre maio e setembro de 2007 pela distribuidora <i>Hydro One Networks</i> , que atua na província canadense de Ontário. Foram testadas a aplicação de tarifas TOU e instalação de IHD.	(Hydro One, 2008)
Portugal	De 1% a 3%	Documento menciona que foi adotada postura conservadora. Valores considerados na ACB dependem do tipo de informação que é passada ao consumidor: 1% no <i>Feedback</i> Indireto 1 (análise de sensibilidade entre 0,5 e 2%); 2% no <i>Feedback</i> Indireto 2 (análise de sensibilidade entre 1 e 4%); 3% no <i>Feedback</i> Direto para consumidores com IHDs (análise de sensibilidade entre 1,5 e 6%).	(Erse, 2012)

Reino Unido	Estimativas e análise de sensibilidade em dois níveis: até 10% e até 40%	A análise custo-benefício adotou duas estimativas, dependendo no nível de intervenção (penetração de veículos elétricos, crescimento das bombas de calor com capacidade de armazenamento e a introdução de eletrodomésticos inteligentes). A análise de sensibilidade testou redução de até 40%.	(DECC, 2012)
Reino Unido (piloto - EDRP)	10,0%	O documento apresenta dois casos de teste do impacto da tarifas horárias sobre o consumo de energia elétrica (<i>Energy Demand Research Project - EDRP</i>). Segundo o documento, as estimativas da magnitude do efeito variam com os pilotos, mas chegam até 10% de redução.	(Ofgem, 2011)
Reino Unido (estudos prévios)	2,5%	A apreciação realizada pelo regulador inglês relata que existe postergação de investimentos em ponta como resultado de resposta de consumidores a tarifas horárias. O documento assume redução de ponta de 2,5%.	(Ofgem, 2006)
Relatório MME	5,0%	Relatório do MME defende que a alteração de hábitos do consumidor em um cenário de redes inteligentes pode ocasionar melhoria no fator de carga das redes de distribuição (redução de pico). Estimativa é baseada em pilotos brasileiros e em casos já alcançados internacionalmente.	(MME, 2011)
Victoria (Austrália)	1,5%	Trata-se de valor considerado na análise custo-benefício para redução de pico. Foi assumido que 33% dos consumidores do estado de Victoria vão aderir voluntariamente ao programa, cada um contribuindo com uma redução de 15% no seu consumo de ponta. Considerando estes pressupostos, a redução total na ponta de consumo do estado de Victoria será de 2%, já que o consumo residencial tem uma contribuição de 41% para ponta de consumo do território.	(Kema, 2012b)

Percentual de redução de demanda de ponta adotado nesta tese: 2,50% (sem IHD) e 5,00% (com IHD).

Tabela B.23 - Informações sobre redução de investimentos em redes de distribuição e de transmissão.

Caso	Informação	Observações	Referência
Aneel	A depender do cenário, economia de 3/5 dos investimentos em expansão ou economia de todos os investimentos em expansão da distribuição	A análise custo-benefício considerou que a demanda de energia elétrica cresce em torno de 5% ao ano. Em 2009, foram gastos aproximadamente R\$ 5 bilhões em obras de expansão na distribuição. Assim, uma redução da demanda de pico de 3% traz uma economia de 3/5 dos investimentos em expansão. Para os cenários com telecomunicação, considerou-se uma redução de pico de 5%, o que poderia trazer uma economia de todos os investimentos em expansão. Esse benefício foi dividido uniformemente ao longo dos 10 anos de implantação dos medidores.	(Aneel, 2011)
Irlanda	Cálculos mostram que uma redução de 1% na demanda de pico gera economia de € 700 mil por ano. Uma redução de 1% no consumo gera economia de € 1 milhão por ano.	A análise custo-benefício considerou economias, baseadas no programa de planejamento e investimentos na subtransmissão e na média tensão no horizonte de 10 anos.	(CER, 2011a)
Portugal	Redução de custos de investimento em capacidade de transmissão e distribuição	A análise custo-benefício considerou um montante de investimento anual para efeitos de expansão da capacidade máxima da rede de 40 milhões de euros. O Percentual de economia, decorrente da redução de consumo e de pico, é proporcional aos percentuais de redução de consumo e de pico.	(Erse, 2012)
Reino Unido	O valor presente esperado dos benefícios com redução de investimentos em redes é de £ 42 milhões	A análise custo-benefício considerou menor demanda de pico devido à aplicação de tarifas horárias, o que significa que os investimentos nas redes podem ser reduzidos e gerar economias às distribuidoras.	(DECC, 2012)
Relatório MME	Redução de investimentos em transmissão de R\$ 2,05 bilhões	O relatório, de acordo com o PDE 2019, estima o crescimento de 5,1% ao ano na carga de energia elétrica do SIN para os 10 anos seguintes, o que exigirá um incremento de 37,8% (3,26% aa) nas linhas de transmissão e 36,9% (3,19% aa) nas subestações. Essa ampliação no sistema de transmissão demandará investimentos da ordem de 39 bilhões de reais. O relatório considera que uma redução de pico de 5% deve induzir que as redes de transmissão tenham seu fator de utilização reduzido e, assim, os investimentos em transmissão a serem postergados são da ordem de 2,05 bilhões de reais.	(MME, 2011)

Tese considera que há um percentual de crescimento anual da demanda de pico de 5,0% e que há investimentos anuais da ordem de R\$ 8,2 bilhões em expansão, melhoria e renovação na distribuição. Desta forma, nos cenários sem IHD, uma redução da demanda de pico do sistema de 2,5% implicaria em uma economia de metade dos referidos investimentos. Nos cenários com IHD, a redução da demanda de pico de 5,0% implicaria em uma economia de todos os referidos investimentos.

Tabela B.24 - Informações sobre redução de consumo de energia elétrica (kWh).

Caso	Informação	Observações	Referência
Alemanha	6,0%	Trata-se de um valor médio decorrente de uma avaliação geral de projetos pilotos a partir de 2009. O valor consta no estudo que foi preparado para o <i>Federal Ministry of Economics and Technology</i> da Alemanha.	(Kema, 2009)
Aneel	Benefício é citado, mas não é contabilizado	Apesar de mencionar o benefício, a análise realizada pela Aneel não contabilizou a redução de consumo de energia elétrica, apenas redução de pico.	(Aneel, 2011)
Compilação de estudos internacionais (2009)	Até 21,0%	Trata-se de documento com análise sobre 15 pilotos realizados na Austrália, Canadá, Estados Unidos e França, com aplicação de diferentes tipos de tarifas. O percentual da coluna ao lado mostra resultado decorrente da aplicação de TOU, onde a redução de consumo pode chegar 21,0% com <i>feedback</i> direto e tecnologia para controle.	(Faruqui & Sergici, 2009)
Compilação de estudos internacionais (2011)	De 5 % a 6% (sem IHD); e 8,7% (com IHD)	Estudo do <i>European Smart Metering Industry Group</i> - Esmig mostra uma revisão bibliográfica de 100 pilotos cobrindo mais de 450.000 consumidores. Os resultados mostram redução de 5% a 6% sem intervenções de IHDs e uma redução média de 8,7% com IHDs.	(Esmig, 2011)
Compilação de estudos internacionais (2012)	Reduções entre 0% a 19,5% (valor médio de 3,8%)	Documento reúne informações de 9 pilotos em 6 países com teste em mais de 60 mil UCs. As conclusões apresentam taxas de redução de consumo dependendo da tarifação aplicada e do tipo de informação que é passada ao consumidor. Os resultados coletados mostram variação entre os pilotos, com reduções entre 0% a 19,5% e com um valor médio de 3,8%.	(ACEEE, 2012)
Coreia do Sul	3,0%	O documento estima que as redes inteligentes reduziriam o consumo de energia elétrica em até 3% e diminuiriam o pico em cerca de 6%. A referência menciona ainda que as economias seriam iguais à produção de sete reatores nucleares de 1GW.	(Task Force for Smart Grids, 2010)
Espanha (Projeto GAD)	15,0%	A referência relata a experiência do Projeto GAD (Espanha - <i>Distribución Iberdrola</i>), onde foram aplicados preços horários. A redução total de contempla queda de 12% devido a uma diminuição do consumo; e 3% devido a um adiamento do consumo de energia dos aparelhos eletrodomésticos.	(JRC, 2011)
Estados Unidos (estudo do EPRI)	12,0%	Segundo consta em documento do EPRI, o <i>Pacific Northwest National Laboratory</i> - PNNL afirma que a plena implementação de tecnologias de redes inteligentes pode alcançar uma redução de 12% no consumo de energia elétrica em 2030.	(EPRI, 2011)
Estudo do Environmental Change Institute - University of Oxford.	De 5 % a 15% (<i>feedback</i> direto) De 0 a 10% (<i>feedback</i> indireto)	Estudo relata que a redução no consumo depende do tipo de informação que é passada ao consumidor.	(Darby, 2006)

Évora (Portugal)	3,9%	Resultados da experiência-piloto (Évora - <i>Inovcity/InovGrid</i>) mostram redução de 3,9%, com intervalo de confiança de 95%: os resultados são uma redução entre 1,8% e 6,0% (ou seja, 2,1% de margem de erro).	(Erse, 2012)
Guia com recomendações para países da União Europeia (2011)	De 5% a 10%	Compilação de estudos e observações da própria KEMA mostram que a redução de consumo de energia elétrica " <i>parece ser realista</i> " na faixa indicada.	(Kema, 2012a)
Guia com recomendações para países da União Europeia (2012)	De 2% a 10%	O documento pressupõe a faixa de redução de consumo a partir de experiências internacionais e estudos recentes, que mostram que uma infraestrutura de redes inteligentes pode conduzir a uma redução do consumo, dependendo das ferramentas utilizadas (por exemplo, IHDs, tarifas dinâmicas, alertas, portais da Web, etc.).	(EC, 2012)
Holanda	2%	Trata-se do valor adotado na análise custo-benefício para a Holanda. Foi realizada análise de sensibilidade/incerteza com variação de 1% a 6%.	(SenterNovem, 2005)
Irlanda	2,5%	Trata-se de um valor médio baseado nos pilotos realizados na Irlanda e, segundo o documento, são " <i>estatisticamente significativos com um nível de confiança de 90%</i> ".	(CER, 2011b)
Irlanda do Norte	3,5%	Um estudo sobre o impacto na eficiência energética realizado na Irlanda do Norte indicou uma redução média no consumo de energia em 3%. Outra análise posterior sobre tarifas horárias, onde 3 diferentes preços são utilizados ao longo de 4 períodos, indicou um consumo anual de 3,5% abaixo da média residencial da Irlanda do Norte.	(Ofgem, 2006)
Itália	De 5% a 10%	De acordo dados de 2008 na Itália, a implantação de medidores inteligentes e de IHD encorajada 57% dos consumidores para mudar seus comportamentos. As seguintes mudanças foram observadas: 29,3% moveram o uso de equipamentos para outras horas; 11,9% alteraram o uso de produtos da linha branca; e 7,5% desligaram os aparelhos eletrônicos em vez de deixá-los em modo de espera (<i>stand-by</i>). A distribuidora Enel estima que a introdução de tarifas horárias, possível graças à implantação de medidores inteligentes, poderia reduzir o consumo de energia 5-10% e 1% de deslocamento da demanda para fora de ponta.	(JRC, 2011)
Noruega	10,0%	Em 1989, foi realizado um estudo na Noruega em 2.300 UCs, focado na investigação sobre o <i>feedback</i> e as consequências para o faturamento. Apesar de não utilizar medidores eletrônicos, a duração e o tamanho do piloto são relevantes. Os consumidores recebiam representações gráficas sobre o consumo atual e anterior. Os consumidores liam manualmente os medidores e alimentavam essas informações. O grupo experimental conseguiu uma poupança média de 10% a cada ano, durante três anos.	(Wilhite et al., 1999)

Ontário (Canadá)	3.3% (somente TOU); 6.7% (somente IHD); e 7.6% (TOU+IHD);	O piloto foi realizado entre maio e setembro de 2007 pela distribuidora <i>Hydro One Networks</i> , que atua na província canadense de Ontário. Foram testados 3 grupos de consumidores: (i) com aplicação de tarifas TOU; (ii) somente com instalação de IHD, sem tarifas diferenciadas; e (iii) com aplicação de TOU e instalação de IHD.	(Hydro One, 2008)
Portugal	De 1% a 3%	Documento menciona que foi adotada postura conservadora. Valores considerados na análise custo-benefício dependem do tipo de informação que é passada ao consumidor: 1% no <i>Feedback</i> Indireto 1 (análise de sensibilidade entre 0 e 2%); 2% no <i>Feedback</i> Indireto 2 (análise de sensibilidade entre 1 e 3%); 3% no <i>Feedback</i> Direto para consumidores com IHD (análise de sensibilidade entre 2 e 4%).	(Erse, 2012)
Reino Unido	2,8%	A análise custo-benefício considerou ainda 4% de redução (visão otimista) e 1,5% (visão conservadora). O documento menciona que foram assumidos valores conservadores tendo em conta o elevado grau de incerteza relacionado com a adesão dos consumidores (é esperado que esses percentuais sejam revistos). São citadas outras referências, inclusive de outros países, com valores maiores de redução.	(DECC, 2012)
Reino Unido (estudos prévios)	De 5 % a 10%	A apreciação realizada pelo regulador inglês relata que, a partir do potencial de consumidores economizarem energia, pode ser feita economia entre 5-10% com aplicação de tarifas horárias, mas também afirma que existem imprecisões nessa estimativa.	(Ofgem, 2006)
Relatório MME	1,0%	Relatório do MME defende que a alteração de hábitos do consumidor em um cenário de redes inteligentes pode ocasionar redução do consumo. Estimativa é baseada em pilotos brasileiros e em casos já alcançados internacionalmente.	(MME, 2011)
Victoria (Austrália)	1,5%	A análise custo-benefício considerou que a redução no consumo de energia anual de cada consumidor aumentará de 0% no final de 2013 para 6% em 2022. Ou seja, a partir de 2022 chegar-se-á a uma redução anual média no consumo residencial de aproximadamente 1,5%. Essa redução está associada à disponibilização de informação mais rica aos consumidores (IHD e fatura mensal detalhada).	(Kema, 2012b)

Percentual de redução de consumo adotado nesta tese: 2,50% (sem IHD) e 5,00% (com IHD).

Tabela B.25 - Informações sobre redução de investimentos em plantas de geração.

Caso	Informação	Observações	Referência
Reino Unido	O valor presente esperado dos benefícios redução de custos marginais de produção em curto prazo é de £ 111 milhões	Se a carga é transferida de para períodos fora de pico, economias com o custo marginal de curto prazo serão realizadas em uma determinada quantidade de energia que pode ser gerada a um custo menor, minimizando custos relacionados à produção no mercado de atacado, equilibrando geração e demanda de uma maneira mais eficiente.	(DECC, 2012)
Reino Unido	O valor presente esperado dos benefícios redução de investimentos em geração são de £ 627 milhões	A análise custo-benefício considera que a redução de pico também implica em menor necessidade de plantas de geração. Trata-se de utilização da estrutura existente de forma mais eficiente, reduzindo a necessidade de investir em capacidade futura.	(DECC, 2012)
Relatório MME	Redução de investimentos de R\$ 0,6 bilhões a R\$ 27,9 bilhões, dependendo da tecnologia adotada	Segundo o relatório, com a implantação de redes inteligentes se espera uma diminuição na carga do Sistema Interligado Nacional - SIN da ordem de 252 MWmed (2,212 TWh/ano), advinda de redução de 1% no consumo total (1,191 TWh/ano), redução de 1% perdas técnicas (0,271 TWh/ano) e de rebatimentos da redução de perdas não técnicas (0,75 TWh/ano). Isso representa a postergação de investimentos de R\$ 0,6 a R\$ 27,9 bilhões, dependendo da tecnologia adotada para a construção da usina.	(MME, 2011)
Tese considera que o valor do investimento em geração é de 1.700 R\$/kW.			

Tabela B.26 - Informações sobre melhoria da qualidade do serviço (continuidade).

Caso	Informação	Observações	Referência
Aneel	Redução de 40% dos tempos de interrupção	A análise custo-benefício considerou, inicialmente, que o valor do DEC médio apurado do país passaria das 18 horas anuais para 10 horas anuais nos próximos 15 anos, como consequência dos mecanismos regulatórios existentes para esse fim e das ações de melhoria das distribuidoras. Com medidores inteligentes e telecomunicações, a trajetória de redução do DEC médio resultaria em um valor de 6 horas anuais ao final dos 15 anos da análise (ou seja, redução de 10 horas para 6 horas, o que equivale a uma redução de 40%).	(Aneel, 2011)
Califórnia (Estados Unidos)	Redução da quantidade de interrupções, com queda de 32,7% do indicador SAIFI. Com um indicador CAIDI de 101,9 minutos, a redução do SAIFI implica em redução de 35 minutos no indicador SAIDI.	No estado norte americano da Califórnia, o regulador estadual (<i>California Energy Commission - CEC</i>) estimou os benefícios associados à maior confiabilidade decorrente de automação na distribuição. No total, os benefícios anuais para consumidores com a melhoria da continuidade foram de US\$ 127,7 milhões, maior parte advinda do segmento de consumidores industriais (US\$ 3,6 milhões do residencial; US\$ 17,8 do comercial; e US\$ 107,6 do industrial). SAIFI é um indicador médio de frequência de interrupções, análogo ao FEC; SAIDI é um indicador médio de duração de interrupções, análogo ao DEC; e CAIDI é um indicador individual de duração de interrupções, análogo ao DIC.	(CEC, 2009)
Copel	Redução de 70% do DEC	Documento relata a experiência prática da Copel, resultante de projetos permanentes já implantados no contexto de redes inteligentes. A implantação teve foco na automação, com operação remota e(ou) autônoma da rede de distribuição e de subestações. A partir de resultados verificados, foi possível reduzir em 70% o valor do DEC dos circuitos onde as chaves teleoperadas foram aplicadas (cidade de Curitiba). Nesse contexto, 80% das manobras foram realizadas em menos de 10 minutos e 38,14% das operações foram realizadas com tempo inferior a 3 minutos. Com isso, foi reduzida a duração das interrupções de 303 mil UCs, com o tempo médio de recomposição passando de 25 para 7 minutos.	(Copel, 2012; Omori, 2012)
Évora (Portugal)	Redução de 3% a 10% do SAIDI e redução de 1% a 5% de SAIFI	O projeto de Évora também envolveu implantação de automação e de funcionalidades de controle. Os resultados previstos são redução de 3% a 10% do SAIDI e redução de 1% a 5% de SAIFI.	(JRC, 2011)
Holanda	Redução de 10% dos tempos de interrupção	A análise custo-benefício considerou ganhos monetários decorrentes da melhoria da qualidade do serviço, mesmo com valor muito baixo de interrupção no país (a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora é de 28,1 minutos por ano na Holanda). A melhoria considerada decorre de ganhos com implantação de medição e telecomunicações.	(SenterNovem, 2005)

Itália	Redução de 67% dos tempos de interrupção	Na Itália, onde mais de 33 milhões de medidores foram instalados e projetos de automação foram colocados em prática, a redução do tempo de interrupção foi de aproximadamente 67% (caindo de 128 minutos por ano para 42 minutos por ano). Como consequência, os custos operacionais foram reduzidos em 40% (caindo de € 80,0 por consumidor por ano para € 48,0).	(Enel, 2012b)
P&D Abradee	São considerados ganhos relacionados à melhoria da qualidade do serviço	A análise custo-benefício considerou ganhos monetários decorrentes da melhoria da qualidade do serviço. A análise considerou implantação de medição, telecomunicações e automação.	(Abradee, 2011a)
Portugal	Redução de 8% dos tempos de interrupção	A análise custo-benefício em Portugal considerou um tempo de interrupção anual de 120 minutos e uma redução de 8% (análise de sensibilidade entre 4% e 16%). Foi também considerada uma redução dos custos associados ao pagamento de compensações por descumprimento dos limites.	(Erse, 2012)
Reino Unido	Redução de 10% dos tempos de interrupção	Segundo o documento, a análise custo-benefício adotou postura conservadora, já que evidências internacionais mostram uma larga faixa de possíveis reduções de Energia Não Distribuída, variando de 5% a 35%. Cabe ressaltar que os benefícios são considerados apenas quando 80% dos medidores estarão instalados. Foram também consideradas redução dos custos associados a <i>Call Center</i> (diminuição das chamadas relativas a falhas de energia) e redução de custos operacionais relacionados à restauração do serviço. Complementarmente, a análise considerou redução de custos com aviso de interrupções, o que gerou £ 29 milhões de benefícios (valor presente bruto).	(DECC, 2012)
Victoria (Austrália)	Redução de 3% a 5% dos tempos de interrupção	A análise custo-benefício considerou ganhos monetários decorrentes da melhoria da qualidade do serviço.	(Kema, 2012b)
Percentual de redução dos tempos de interrupção (redução do DEC) adotado nesta tese: 40,00%.			

Tabela B.27 - Custo da Energia Não Distribuída - END.

Caso	Informação original	Informação adaptada (R\$/kWh)*	Observações	Referência
Aneel	R\$ 139 milhões por hora	4,18 R\$/kWh	A análise custo-benefício adotou a seguinte abordagem: a receita anual do setor de distribuição em 2010 foi de cerca de R\$ 81 bilhões. Por hora, essa receita seria de R\$ 9,25 milhões. Tomando a consideração de que o custo do déficit equivale a 15 vezes o custo da energia, tem-se um valor da ordem de R\$ 139 milhões por hora.	(Aneel, 2011)
Brasil (estudo sobre investimentos e qualidade)	De 1,00 R\$/kWh a 15,00 R\$/kWh	De 1,00 R\$/kWh a 15,00 R\$/kWh	O trabalho apresenta um método de valoração dos investimentos necessários para atingir determinado nível de continuidade de fornecimento de energia. O estudo utilizou variação dos valores de END na faixa indicada.	(Cyrillo & Tahan, 2009)
Califórnia (Estados Unidos)	Residencial: 2,50 US\$/kWh Comercial: 10,00 US\$/kWh Industrial: 25,00 US\$/kWh	Residencial: 5,08 R\$/kWh Comercial: 20,33 R\$/kWh Industrial: 50,82 R\$/kWh	No estado norte americano da Califórnia, o regulador estadual (<i>California Energy Commission</i> - CEC) realizou estudo para estimar os benefícios associados à maior confiabilidade decorrente de automação na distribuição. No total, os benefícios anuais para consumidores com a melhoria da continuidade foram de US\$ 127,7 milhões, maior parte advinda do segmento de consumidores industriais (US\$ 3,6 milhões do residencial; US\$ 17,8 do comercial; e US\$ 107,6 do industrial).	(CEC, 2009)
Copel (estudo analisando projeto já implantado)	R\$ 12,0 milhões por hora (R\$ 167,9 milhões por hora na proporção para o Brasil)	4,62 R\$/kWh	No caso do projeto de redes inteligentes da Copel, foi considerado que a redução de uma hora no DEC implica em benefícios anuais aos consumidores de R\$ 5,0 milhões. Também foram considerados outros valores anuais decorrentes de redução de uma hora no DEC: R\$ 1,2 milhões com horas extras; R\$ 1,3 milhões com deslocamento de equipes; R\$ 2,0 milhões com produtividade; e 2,5 com Fator Xq. Assim, tem-se um total anual de R\$ 12,0 milhões por hora no DEC reduzido. Se esse valor total fosse projetado para todo o Brasil e fosse utilizada uma proporção pelo mercado em MWh, chegar-se-ia a um valor de R\$ 167,9 milhões por hora de interrupção, o que equivale a aproximadamente 4,62 R\$/kWh.	(Copel, 2012; Omori, 2012)

Documento conjunto da Comissão Europeia e do Departamento de Energia dos EUA	Residencial: 2,50 US\$/kWh Comercial: 10,00 \$/kWh Industrial: 25,00 US\$/kWh	Residencial: 5,08 \$/kWh Comercial: 20,33 \$/kWh Industrial: 50,82 \$/kWh	Diante dos valores estimados, o valor da redução de prejuízos é de US\$ 342 mil por ano em um conjunto de milhão de consumidores, comerciais e industriais. O documento parte da estimativa de redução do SAIDI de 1,0033 para 0,92 horas por ano.	(EC & DOE, 2012)
Estados Unidos (estudo do EPRI)	Problemas com qualidade nos Estados Unidos impactam de US\$ 119 a US\$188 bilhões por ano	Não foi possível uma conversão para R\$/kWh	Estudos do EPRI mostram que problemas com qualidade nos Estados Unidos impactam de US\$ 119 a US\$188 bilhões por ano. O custo social de uma interrupção em massa é estimado em US\$10 bilhões por evento. O EPRI referencia documento do <i>North American Electric Reliability Corporation - Nerc.</i>	(EPRI, 2011)
Estados Unidos (estudo sobre custos de interrupção)	De 3 US\$/kWh a 12 US\$/kWh	De 6,10 R\$/kWh a 24,39 R\$/kWh	Trata-se de estudo sobre custo da Energia Não Distribuída. O documento defende que redes inteligentes respondem automaticamente a falhas e poderiam reduzir o crescente número de interrupções.	(Amin & Schewe, 2007)
Guia com recomendações para países da União Europeia (2012)	De 1,5 €/kWh a 13 €/kWh	De 3,95 R\$/kWh a 34,19 R\$/kWh	Trata-se de um guia com recomendações para realização de ACB. O documento sugere a realização de testes de sensibilidade com valores na faixa indicada.	(EC, 2012)
Holanda	18 mil €/MWh	47,34 R\$/kWh	A análise custo-benefício adotou custo da Energia Não Distribuída em \$/MWh.	(SenterNovem, 2005)
Holanda (estudo sobre segurança do abastecimento)	8,6 €/kWh	22,62 R\$/kWh	O documento estudou o Valor da Carga Interrompida (VoLL) na Holanda, a fim de determinar socialmente nível ótimo de segurança do abastecimento de energia elétrica naquele país.	(De Nooij et al., 2006)
Irlanda e Irlanda do Norte (estudo sobre investimentos e qualidade)	12,9 €/kWh	33,93 R\$/kWh	Trata-se de estudo para dimensionar o VoLL na Irlanda e na Irlanda do Norte. O trabalho partiu da coleta de dados reais. Segundo o documento, os resultados podem ser usados para balizar decisões políticas relacionadas a investimentos contra interrupções de fornecimento de energia elétrica.	(Leahy & Tol, 2010)
Israel (pesquisa sobre custo de interrupção)	9 US\$/kWh	18,30 R\$/kWh	Trata-se de resultado de uma pesquisa realizada sobre uma amostra de 1.350 domicílios em Israel. Os entrevistados foram solicitados a classificar seis combinações de faturas de energia elétrica e os níveis de confiabilidade do serviço. Utilizando-se de um modelo de lógica condicional, estimou-se um custo de interrupção de US\$ 9 por kWh não distribuído.	(Beenstock et al., 1998)

Noruega (estudo sobre custos de interrupção)	Interrupções não notificadas: 32,4 NOK/kWh Interrupções notificadas: 23,4 NOK/kWh	Não notificadas: 11,34 R\$/kWh Notificadas: 8,19 R\$/kWh	Um estudo foi realizado em 2002 na Noruega, com desenvolvimento de metodologia e estimativa de custos de interrupção. A partir dos dados de pesquisa junto a consumidores, foi obtido um custo médio ponderado de interrupção.	(Samdal et al., 2003)
P&D Abradee	De 4 mil e 6 mil R\$/MWh	De 4,00 a 6,00 R\$/kWh	A análise custo-benefício considerou uma faixa de valores para o custo da Energia Não Distribuída (80% a 120% dos multiplicadores utilizados pela Aneel para definição dos montantes de compensação a ser paga por violação dos limites individuais de continuidade), o que equivale a algo entre 4 mil e 6 mil R\$/MWh.	(Abradee, 2011a)
Portugal	1,50 €/kWh	3,95 R\$/kWh	A análise custo-benefício considerou um valor para o custo por kWh não fornecido.	(Erse, 2012)
Reino Unido	Benefícios foram valorados a £ 0,35 por ano por medidor	1,15 R\$ por UC (não foi possível uma conversão para R\$/kWh)	A análise custo-benefício considerou ganhos anuais de redução da Energia Não Distribuída de £ 0,35 por medidor, o que resulta em um valor presente bruto de £ 90 milhões ao longo do período de análise. A análise também incluiu ganhos anuais de redução de custos operacionais de £ 0,66 por medidor, o que resulta em um valor presente bruto de £ 159 milhões ao longo do período de análise.	(DECC, 2012)
Victoria (Austrália)	Consumidores comerciais: A\$ 90.769/MWh Consumidores residenciais: A\$ 20.395/MWh	Consumidores comerciais: 43,02 R\$/kWh Consumidores residenciais: 9,67 R\$/MWh	Na análise custo-benefício foi considerado que os consumidores residenciais são 80% do total de consumidores e os consumidores comerciais são 20%. Os valores estão em dólares australianos e são indicações do Operador de Mercado Australiano (AEMO).	(Kema, 2012b)
Custo da Energia Não Distribuída - END adotado nesta tese: 5,10 R\$/kWh.				

* Cotações utilizadas (referência 7/1/2013):

€ 1,00 = R\$ 2,63

US\$ 1,00 = R\$ 2,03

£ 1,00 = R\$ 3,29

NOK 1,00 = R\$ 0,35

A\$ 1,00 = R\$ 2,11

Tabela B.28 - Informações sobre redução de perdas não técnicas.

Caso	Informação	Observações	Referência
Ampla	De 60% para 10%	Trata-se de resultado extraído de programa de combate a perdas realizado pela distribuidora brasileira Ampla (interior do estado do Rio de Janeiro), onde " <i>as perdas de energia reduziram de 60% para 10% nas áreas com Ampla Chip</i> ". A ferramenta não foi instalada em toda a área de concessão, mas considerando todo o mercado da distribuidora, a queda do índice geral de perdas não técnicas foi de 23,64% para 17,99%, durante dezembro de 2003 a maio de 2012.	(Endesa, 2012)
Aneel	25,4% ou 35,8%, a depender do cenário	A análise custo-benefício da Aneel estimou um índice possível para cada distribuidora, factível em um cenário de implantação de redes inteligentes e ações de combate minimamente esperadas de uma distribuidora eficiente. Assim, foi adotado o seguinte modelo: durante o 2CRTP foi considerado que o percentual de perdas não técnicas deveria passar de 6,7% para cerca de 5,6% (média Brasil, considerando uma trajetória regulatória imposta pela Aneel). A partir daí, estimou-se que, se uma realidade plena de redes inteligentes estivesse em vigor, poderia ser atingido o patamar de 4,3% (ou seja redução de 5,6% para 4,3%). Assim, para os cenários em que o medidor contaria com recursos de telecomunicação, ocorreria a redução de 35,8% (redução de 6,7% para 4,3%) e para cenários sem telecomunicação ocorreria a redução de 25,4% (redução de 6,7% para 5,0%).	(Aneel, 2011)
Copel	66,7% (previsão de redução de 1,5% para 0,5%)	Documento relata a experiência prática distribuidora brasileira Copel, resultante de projetos permanentes já implantados no contexto de redes inteligentes. Ainda que a implantação tenha foco na automação e na melhoria da continuidade, a distribuidora tem " <i>pretensões</i> " de " <i>reduzir perdas não técnicas de 1,5% para 0,5%</i> " (a queda de 1 ponto percentual implica em uma redução de aproximadamente 66,7%). Alguns resultados de continuidade já foram mensurados, mas os dados de perdas são ainda previsões.	(Copel, 2012; Omori, 2012)
Flanders (Bélgica)	É reconhecida a existência de ganhos relacionados à redução das perdas não técnicas	Para Flanders na Bélgica, mesmo em sendo uma região com baixa complexidade social (comparada a algumas regiões brasileiras), o documento menciona que a redução de fraude está entre os " <i>benefícios chave</i> " da análise de custo-benefício (juntamente com economia em custos operacionais e em redução de consumo).	(Kema, 2010)
Holanda	50,0%	A análise custo-benefício considerou redução de perdas não técnicas como decorrência da implantação de medidores inteligentes. Foi realizada análise de sensibilidade/incerteza com variação de 25% a 75%.	(SenterNovem, 2005)

Irlanda	30,0%	A análise custo-benefício considerou um percentual significativo de redução, mesmo com valor muito baixo no país (as perdas não técnicas são estimadas em 0,5% na Irlanda).	(CER, 2011a)
Itália	Taxa de sucesso de detecção de fraudes: 70%	A referência da própria distribuidora relata ganhos reais decorrentes da aplicação permanente em grande escala na Itália. A informação não se refere a um percentual de redução de perdas não técnicas, mas sim uma taxa de sucesso de detecção de fraudes. Os resultados decorrem de balanço de energia nos transformadores e de sinais de adulteração oriundos dos medidores inteligentes.	(Enel, 2012a)
Light	Perdas de 30% a 90% foram reduzidas para 4% a 11%	Documento relata experiência da distribuidora brasileira Light com a implantação de sistema de medição centralizada no fim de 2009 e com etapa de faturamento dos medidores telemétricos iniciada em 2010. O documento afirma que " <i>projetos iniciaram em áreas onde a perda inicial era de 30% a 90%, que baixaram para 4% a 11% dependendo da área, apenas com sua instalação</i> ".	(de Souza & Souza, 2012)
Manila (Filipinas)	58,8% (redução de 17% para 7%)	Trata-se de conclusão do projeto com infraestrutura de medição eletrônica implantado pela distribuidora Meralco na cidade de Manila, capital das Filipinas. Os resultados apontam reduções de perdas não técnicas de 17% para 7% (a queda de 10 pontos percentuais implica em uma redução de aproximadamente 58,8%).	(ENERI, 2012)
P&D Abradee	São considerados ganhos relacionados à redução das perdas não técnicas	Na análise custo-benefício, foram computados ganhos relacionados à redução das perdas não técnicas e foram adotados diferentes parâmetros de recuperação da energia e de parcela da energia recuperada que se transforma em consumo regular.	(Abradee, 2011a)
Portugal	90,0%	A análise custo-benefício considerou consumo ilegal de 0,05% (análise de sensibilidade entre 0,01% e 0,15%). Com medidores inteligentes 90% destes casos serão evitados (variação entre 50% e 100%). Complementarmente, a análise custo-benefício considerou que existem 0,3% de perdas administrativas relacionadas com faturamento, coleta, medição incorreta (variação entre 0,2% e 0,4%), as quais serão reduzidas em 90% (variação entre 50% e 100%) com a introdução de medidores inteligentes.	(Erse, 2012)
Reino Unido (estudos prévios)	25,0%	Como resultado dos novos medidores, o estudo prevê que alarmes de adulteração e medição mais frequente se combinam para reduzir o nível de furto.	(Ofgem, 2006)

Reino Unido	10,0%	A ACB considerou redução de 10% perdas não técnicas devido ao acesso a dados mais precisos e frequentes, além de detecção mais rápida de fraude. O documento menciona postura conservadora já que existem estimativas que os medidores inteligentes podem reduzir fraude entre 20% e 33%, conforme respostas de consultas públicas realizadas pelo DECC e pela Ofgem. Os ganhos anuais de £ 0,29 por UC resultam em um valor presente bruto de fraudes evitadas de £236 milhões.	(DECC, 2012)
Relatório do Northeast Group (análise do Brasil)	50% ou 90%, a depender do cenário	Trata-se de um estudo de uma empresa de pesquisa e consultoria dos Estados Unidos. O estudo faz uma análise e previsão do mercado brasileiro, com foco voltado para a implantação de redes inteligentes no Brasil. Na avaliação, existem simulações para verificar o <i>payback</i> de um sistema AMI. Para quantificar esse retorno, o estudo simula dois cenários hipotéticos de perdas não técnicas no Brasil: redução de 50% e redução de 90%.	(Northeast Group, 2012)
Suécia (Storstad Smart Metering project)	É reconhecida a existência de ganhos relacionados à redução de perdas não técnicas	Não são mostrados valores, mas o documento cita redução de perdas de faturamento (medidores defeituosos que não eram detectados antes) e diminuição das perdas administrativas (consumo que não foi medido antes).	(JRC, 2011)
Victoria (Austrália)	100,0%	A análise custo-benefício assumiu que a fraude no estado de Victoria equivale a apenas 0,5% das vendas de energia elétrica. O estudo considerou que a instalação de medição inteligente irá eliminar todas as fraudes.	(Kema, 2012b)
Percentual de redução de perdas não técnicas adotado nesta tese: 33,3%.			

Tabela B.29 - Informações sobre racionalização do consumo após regularização de perdas não técnicas.

Caso	Informação	Observações	Referência
Aneel	15,0%	A análise custo-benefício menciona que ações de regularização de consumidores acabam por provocar racionalização do consumo de forma que parte da redução de perdas deixaria de representar energia efetivamente consumida. Documento da Aneel menciona relatório do MME.	(Aneel, 2011)
Celpe	12,0%	Trata-se de experiência real da distribuidora brasileira Celpe, que atua no estado do Pará. Após regularização por ações de combate a perdas não técnicas, verificou-se redução média de consumo (racionalização) de 12%.	(Celpe, 2009)
P&D Abradee	É reconhecida a racionalização do consumo de energia elétrica após as ações de regularização, mas os valores não são explícitos	A análise custo-benefício considerou racionalização. Para valoração dos benefícios relacionados à redução das perdas não técnicas adotaram-se diferentes parâmetros para a parcela da energia recuperada que se transforma em consumo regular.	(Abradee, 2011b)
Portugal	10,0%	A análise custo-benefício considerou significativa redução de perdas não técnicas e, dentro da redução, 90% continuarão a consumir enquanto os restantes 10% deixam de consumir.	(Erse, 2012)
Relatório MME	15,0%	Relatório do MME defende que existe racionalização do consumo após regularização de consumidores que antes eram fraudadores.	(MME, 2011)
Victoria (Austrália)	50,0%	A análise custo-benefício considerou que a instalação de medição inteligente irá eliminar todas as fraudes, mas a energia consumida anualmente nos locais que no passado incorriam em fraude será 50% do consumo anterior.	(Kema, 2012b)
Percentual de racionalização do consumo adotado nesta tese: 15,00%.			

Tabela B.30 - Informações sobre redução de perdas técnicas.

Caso	Informação	Observações	Referência
Aneel	É reconhecida a existência de ganhos relacionados à redução das perdas técnicas, mas os benefícios não foram valorados	Apesar de mencionar o benefício, a análise custo-benefício realizada pela Aneel não considerou redução de perdas técnicas, apenas não técnicas.	(Aneel, 2011)
Copel	38,5% (previsão de redução de perdas técnicas de 6,5% para 4%)	Documento relata a experiência prática da Copel, resultante de projetos permanentes já implantados no contexto de redes inteligentes (a implantação tem foco na automação e na melhoria da continuidade). A distribuidora tem "pretensões" de "reduzir perdas técnicas de 6,5% para 4%" (a queda de 2,5 pontos percentuais implica em uma redução prevista de aproximadamente 38,5%). Alguns resultados de continuidade já foram mensurados, mas os dados de perdas são ainda previsões.	(Copel, 2012; Omori, 2012)
Irlanda	É reconhecida a existência de ganhos relacionados à redução das perdas técnicas	A análise custo-benefício considerou que redução de perdas técnicas decorre da redução de pico e da redução do consumo total. Os ganhos relacionados à redução das perdas técnicas são contabilizados, mas as premissas adotadas não ficaram claras e expressas. O sistema de distribuição no país tem perdas totais de 8,9%.	(CER, 2011a)
Portugal (distribuição)	2,0%	A análise custo-benefício de Portugal considerou redução de perdas técnicas na distribuição: o valor atual é 7,8% e espera-se uma redução para 7,6% (ou seja, queda de 2%).	(Erse, 2012)
Portugal (transmissão)	0,85%	A análise custo-benefício de Portugal ainda considerou redução de perdas técnicas no segmento de transmissão: o valor atual é 2% e espera-se uma redução para 1,98% (ou seja, queda de 0,85%).	(Erse, 2012)
Reino Unido	Redução nas perdas implica em ganhos anuais de £ 0,50 por medidor	A análise custo-benefício considerou redução de perdas técnicas decorrente da instalação de medidores inteligentes. O documento considera diretamente o benefício em valores monetários anuais por medidor. Os ganhos anuais de £ 0,50 por medidor resultam em um valor presente bruto de perdas evitadas de £ 405 milhões ao longo do período de análise.	(DECC, 2012)
Reino Unido (BERR)	6,0%	No Reino Unido, para definir os ganhos mostrados na linha acima, há menção sobre relatório do <i>Department for Business Enterprise and Regulatory Reform</i> - BERR, que cita potencial de redução de 6%.	(MacDonald, 2007)
Relatório Brattle	Redução de 8% das	As conclusões do estudo mostram que uma redução de 5% da demanda reduziria as perdas	(Brattle Group,

Group	perdas em baixa tensão	em baixa tensão em 8%.	2007)
Relatório MME	1,0%	O relatório do MME defende que a alteração do perfil de consumo dos consumidores submetidos às redes inteligentes reduziria em 9% as perdas técnicas na baixa tensão e em 1,2% das perdas em média tensão. No total, a redução seria 1%. A conclusão decorre de análise feita a partir de dados publicados pela Aneel no 2CRTP das distribuidoras Uhenpal, Chesp e Energia Borborema. Foi realizado recálculo das perdas dessas distribuidoras considerando que o carregamento médio dos transformadores e o consumo total fossem reduzidos segundo as premissas de redução de 5% da demanda de pico e de 1% do consumo.	(MME, 2011)
Suécia (Storstad Smart Metering project).	É reconhecida a existência de ganhos relacionados à redução de perdas técnicas	Trata-se de documento sobre projeto conduzido na Suécia (<i>Storstad Smart Metering project</i>), onde foram implantados 370 mil medidores inteligentes. Não são mostrados valores, mas o documento menciona que as soluções de <i>Smart Grid</i> podem contribuir para a redução de perdas na transmissão e distribuição e, portanto, para a redução da quantidade de geração (e respectivas emissões), fato que criou a terminologia <i>Smart Green Circuit</i> , referenciando um transporte (distribuição e transmissão) mais eficiente.	(JRC, 2011)

Percentual de redução de perdas técnicas adotado nesta tese: 1,00% (sem IHD) e 2,00% (com IHD).

Tabela B.31 - Custos de leitura.

Caso	Informação	Observações	Referência
Aneel	R\$ 0,40 por leitura	A análise custo-benefício adotou um valor médio aplicado nas distribuidoras no 2CRTP, quando a Aneel reconheceu um valor de aproximadamente R\$ 0,40/mês para leitura de cada unidade consumidora.	(Aneel, 2011)
Holanda	€ 3 por leitura	A análise custo-benefício adotou valor de € 3 por leitura.	(SenterNovem, 2005)
Portugal	€ 0,30 por leitura	A análise custo-benefício adotou valor de € 0,30 por leitura, o que implica em um VP dos custos evitados com leituras de medidores de aproximadamente € 61 milhões.	(Erse, 2012)
Reino Unido	£ 3,00 por leitura	A análise custo-benefício também considerou ganhos com deslocamentos evitados para visitas adicionais solicitadas pelo consumidor (benefícios estimados a £ 0,50 por medidor por ano) e para visitas adicionais de inspeções de segurança (benefícios estimados a £ 0,875 por medidor por ano). Os benefícios totais resultam em um valor presente bruto de £ 3,083 bilhões ao longo do período de análise.	(DECC, 2012)
Custo por leitura adotado nesta tese: R\$ 0,50.			

Tabela B.32 - Custos de corte e religamento.

Caso	Informação	Observações	Referência
Holanda	Custo da atividade: € 100,00	A análise custo-benefício adotou um valor decorrente da redução de custos de operações locais de corte e religamento. Foi realizada análise de sensibilidade/incerteza: variação de € 50 a € 200.	(SenterNovem, 2005)
Irlanda	Custo da atividade: € 91,43	A análise custo-benefício considerou que 35.000 operações de corte e religamento seriam evitadas, o que implicaria em benefícios anuais de € 3,2 milhões. Isso equivale a custo de € 91,43 por operação.	(CER, 2011a)
Portugal	Custo da atividade: € 17,00	A análise custo-benefício adotou um valor decorrente da redução de custos de operações locais de corte e religamento.	(Erse, 2012)
Reino Unido	Redução de custos de a £ 0,50 por medidor por ano	A análise custo-benefício considerou que os sistemas de medição inteligente possibilitam ações de corte e religamento a distância, o que gera redução de custos de a £ 0,50 por medidor por ano, que resulta em um valor presente de £ 237 milhões ao longo do período de análise.	(DECC, 2012)
O custo de corte e religamento (que está enquadrado na categoria de serviços cobráveis) depende se a UC é mono, bi ou trifásica e depende ainda se é uma religação normal ou religação de urgência (vide Tabela 4.13)			

Tabela B.33 - Informações sobre redução de emissão de CO₂.

Caso	Informações e observações	Referência
Coreia do Sul	Até 2030 US\$ 103 bilhões serão investidos na Coreia do Sul para aumentar sua geração limpa de energia a partir do atual 2,4% para 11% nas próximas duas décadas. De acordo com um comitê liderado pelo governo, a Coreia do Sul poderia reduzir as emissões de gás de efeito estufa em 40 milhões de toneladas por ano com redes inteligentes. As conclusões desse comitê estimam que as redes inteligentes reduziram o uso global de energia em até 3% e diminuiriam a carga de pico em cerca de 6%, o que implica que as economias seriam iguais à produção de sete reatores nucleares de 1GW.	(Task Force for Smart Grids, 2010)
Estados Unidos (estudo do EPRI)	Segundo o documento, as redes inteligentes são capazes de fornecer uma contribuição significativa para os objetivos de economia de energia e de emissões de carbono. O EPRI afirma que o impacto de redução anual de emissões é estimado de 60 a 211 milhões de toneladas métricas de CO ₂ em 2030. O documento também menciona relatório do <i>Pacific Northwest National Laboratory</i> - PNNL e afirma que a plena implantação de tecnologias <i>Smart Grid</i> é esperada para alcançar uma redução de 12% no consumo e nas emissões de CO ₂ em 2030.	(EPRI, 2011)
Irlanda	Até o final do período da ACB, o documento estima emissões de CO ₂ em 100 mil a 110 mil toneladas abaixo do cenário BaU a cada ano e as emissões anuais de SO ₂ menores em 117 a 129 toneladas.	(CER, 2011a)
Japão	O Japão possui objetivo de reduzir as emissões de CO ₂ em 25% em comparação ao nível de 1990. Com redes inteligentes e a próxima geração de rede de distribuição de energia, o Japão vai apoiar financeiramente as iniciativas. A rede de energia elétrica existente no Japão já é considerada como confiável e, assim, o país possui objetivos mais focados para redução de emissões: permitir introdução de energias renováveis e criar nova infraestrutura para veículos elétricos e novos serviços através da utilização de medidores inteligentes e rede com comunicação. Existem diversos projetos em andamento.	(Task Force for Smart Grids, 2010)
Portugal	Os preços do CO ₂ para 2012 e 2013 foram baseados nos preços dos contratos futuros (7,86 euros/ton e 8,51 euros/ton, respectivamente). Para além de 2014 são consideradas as estimativas de preços da Comissão Europeia no estudo " <i>Impact Assessment – A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050</i> ".	(Erse, 2012)
Reino Unido	As reduções de carbono estão relacionadas com reduções de consumo de energia elétrica. Os benefícios são avaliados seguindo orientações internacionais, com fator de emissões diferentes entre pico e fora de pico, assumidos como sendo aqueles do carvão e do gás, respectivamente, em 0,30 e 0,18 kg de CO ₂ / kWh.	(DECC, 2012)
Relatório MME	No ano de 2009, o Fator de Emissão do Sistema foi de 0,163 tCO ₂ /MWh. O Relatório do MME utiliza a metodologia aplicada pelo Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT, que divulga o Fator de Emissão do sistema elétrico brasileiro a partir dos cálculos realizados pelo ONS para a sua utilização nas metodologias para o cálculo das Reduções Certificadas de Emissão – RCE, em atividades de projeto Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL. O site do MCT divulga os valores do Fator de Emissão.	(MME, 2011)
<p style="text-align: center;">Fator de emissão adotado nesta tese: 0,0686 tCO₂/MWh.</p> <p style="text-align: center;">Valor monetário da emissão de CO₂ adotado nesta tese: 78,90 R\$/ton.</p>		

Tabela B.34 - Informações sobre redução de inadimplência.

Caso	Informação	Observações	Referência
Holanda	Redução de 80% da inadimplência	Mesmo em sendo uma região com baixa complexidade social (comparada a algumas regiões brasileiras), a análise custo-benefício para a Holanda adotou significativo percentual de redução de inadimplência decorrente da instalação de medição inteligente.	(SenterNovem, 2005)
Irlanda	Benefício de € 0,37 por consumidor por ano	A análise considerou que os benefícios decorrem de uma melhoria na gestão por parte dos consumidores. Essa estimativa foi baseada no fato de que informações mais precisas sobre consumo de energia devem ajudar os consumidores a gerir melhor sua fatura, evitando grandes dívidas e, portanto, reduzindo custos da distribuidora na gestão e recuperação de dívidas.	(CER, 2011a)
Itália	Redução de 90% da inadimplência	A referência da própria distribuidora relata ganhos reais decorrentes da aplicação permanente em grande escala na Itália. A configuração do sistema de medição inteligentes adotada pela distribuidora Enel possibilita reduções escalonadas, como opção ao corte total da carga. Existe limitação do corte a 10% da carga contratual, de forma a atender um valor social mínimo. Esse valor é programável remotamente e a restauração ocorre logo após o pagamento da dívida.	(Enel, 2012a)
Reino Unido	Benefício de £ 2,20 por consumidor por ano	A análise custo-benefício cita que os medidores inteligentes " <i>podem ajudar a evitar a inadimplência de diversas maneiras</i> ". Além da possibilidade de corte e religamento remotos, a análise considerou que os benefícios decorrem de uma melhoria na gestão por parte dos consumidores a partir de informações mais detalhadas. Documento também imputa esse tipo de benefício à possibilidade da modalidade de pré-pagamento. Ademais, é ressaltado que, para os comercializadores, a medição também traz " <i>funcionalidades essenciais que irão conduzir a benefícios de gestão das dívidas</i> ". Os benefícios totais resultam em um valor presente bruto de £ 1,044 bilhões ao longo do período de análise.	(DECC, 2012)
Percentual de redução de inadimplência adotado nesta tese: 35,0%.			

Tabela B.35 - Informações sobre redução de custos com *Call Center*.

Caso	Informação	Observações	Referência
Califórnia (Estados Unidos)	US\$ 19,69 por UC	Trata-se de benefício decorrente da implantação de 4,87 milhões medidores inteligentes na distribuidora <i>Southern California Edison</i> - SCE. O VPL de um período de 20 anos resulta em ganhos de 96 milhões, o que corresponde a US\$ 19,69 por UC.	(EPRI, 2011)
Holanda	Redução de 50% nas chamadas	A análise estimou redução nas chamadas para <i>Call Centers</i> relacionadas a pedidos de leitura de medidor e informações sobre a fatura. Foi realizada análise de sensibilidade/incerteza com variação de 25% a 75%. Esse foi o segundo maior benefício da análise, com um VP de € 618 milhões em um total de € 2,15 bilhões em ganhos para o setor elétrico.	(SenterNovem, 2005)
Irlanda	Redução de 18% a 20% nas chamadas, o que gera redução de € 1 por ano por consumidor	A análise custo-benefício estimou redução nas chamadas para <i>Call Centers</i> (redução de pedidos e de reclamações) e ainda destacou que se tratava de uma estimativa conservadora e que a redução de custos poderia ser ainda maior.	(CER, 2011a)
Irlanda do Norte	Redução de 8% nas chamadas	O documento menciona que existe redução nas chamadas para <i>Call Centers</i> , com índice baixo de queixas relatadas, o que implica em " <i>significativas vantagens para os negócios</i> ".	(Ofgem, 2006)
Portugal	Redução de 50% nos pedidos de informação e de 90% o número de reclamações	A análise custo-benefício da Erse considerou dois vetores relacionados a <i>Call Centers</i> : redução de pedidos de informação (análise de sensibilidade entre 25% e 75%) e redução do número de reclamações (com variações entre 40% e 95%).	(Erse, 2012)
Reino Unido	Redução de 30% nas chamadas gerais , o que gera redução de £ 2,20 por ano por consumidor	A ACB estimou redução nas chamadas para <i>Call Centers</i> e assumiu economia de £ 2,20 por UC por ano (£ 1,88 por redução de consultas e pedidos de informações e £ 0,32 para despesas de serviços aos consumidores), o que resulta em um valor presente bruto de £ 1,216 bilhões durante o tempo de análise.	(DECC, 2012)
	Redução de 15% nas chamadas por reclamação de qualidade , o que gera redução de £ 0,12 por ano por consumidor	Além dos benefícios descritos na linha anterior, ainda foi considerado que a melhoria de qualidade implicará em redução de chamadas por reclamação de falta de energia de £ 0,12 por ano por medidor, o que resulta em um valor presente bruto adicional de £ 29 milhões ao longo do período de análise. Na análise do Reino Unido, esse último valor foi vinculado no rol de ganhos relativos à melhoria de continuidade e não no rol de ganhos em <i>Call Center</i> .	
Suécia (<i>Storstad Smart Metering project</i>).	Redução de 56% nas chamadas	A implantação de medidores inteligentes permitiu " <i>redução significativa no serviço para atendimentos de chamadas de consumidores</i> ". Durante um período de dois anos, o número de chamadas, tanto para a leitura de medidor, quanto para questões relacionadas ao faturamento, caiu de 56%.	(JRC, 2011)
Washington (Estados Unidos)	Redução de 7% nos custos com <i>Call Centers</i>	A experiência se refere a resultados reais decorrentes da implantação de 650.000 medidores de gás e energia elétrica no estado de Washington. A referência relata redução de 7% nos custos com <i>Call Centers</i> da empresa local (<i>Puget Sound Energy</i>).	(Ofgem, 2006)

Posição adotada nesta tese com relação aos custos com *Call Center*: aumento de 10,0% dos gastos durante o primeiro ciclo de implantação e redução de 30,0% nos anos restantes.

Tabela B.36 - Informações sobre redução do custo com faturamento em faturas de papel.

Caso	Informação	Observações	Referência
Holanda	O custo marginal de uma fatura em papel é de € 1.	A análise custo-benefício considerou redução do custo com faturamento devido à redução de fatura em papel.	(SenterNovem, 2005)
Irlanda	O custo marginal de uma fatura em papel é de € 0,5.	A análise custo-benefício considerou Redução do custo com faturamento devido à redução de fatura em papel.	(CER, 2011a)
Portugal	O custo marginal de uma fatura de papel é de € 0,6 para uma fatura básica e de € 1 para uma fatura mais detalhada	Em Portugal, cerca de 11% dos consumidores recebem fatura eletrônica em vez de fatura em papel. A análise custo-benefício considerou que o número de consumidores com faturamento eletrônico aumentaria em 10 pontos percentuais, o que gera efeito de redução do custo com faturamento.	(Erse, 2012)
Redução da emissão de fatura em papel adotada nesta tese: 10,0% nos 13 primeiros anos e 20,0% nos anos restantes (complementarmente, não há fatura de papel para consumidores com IHDs).			

Tabela B.37 - Custos evitados de aquisição e instalação de medidores convencionais.

Caso	Informação	Observações	Referência
P&D Abradee	É reconhecida a existência de custos evitados, mas os valores não são explícitos	A análise custo-benefício considerou " <i>custo evitado na expansão do parque de medidores convencionais</i> ".	(Abradee, 2011b)
Portugal	€ 36 (monofásico) e € 59 (trifásico)	A análise custo-benefício da Erse considerou 70% de medidores monofásicos e 30% de trifásicos. Análise de sensibilidade dos custos considerou variação de +- 20%.	(Erse, 2012)
Nesta tese são considerados gastos evitados com compras de medidores básicos a partir do 14º ano (R\$ 25,00 por medidor).			

Tabela B.38 - Informações sobre ganhos para a competitividade e o mercado livre.

Caso	Informação	Observações	Referência
Estados Unidos	Benefício bruto anual de US\$ 74 milhões	Estudo do EPRI afirma que redes inteligentes permitem novos produtos e serviços, com destaque para viabilização de modelo de mercado que oferece aos consumidores escolhas e oportunidades para serviços concorrentes competitivos.	(EPRI, 2011)
França	Benefícios foram quantificados, mas no documento pesquisado não está claro como isso foi feito	Na França, com relação ao mercado livre, são mencionados ganhos e os comercializadores estão entre os intervenientes na cadeia de valor considerada na ACB. Ademais, além de acesso aos dados de medição, existe uma funcionalidade básica padronizada no medidor para permitir gestão de preços e horários determinados pelo comercializador.	(Kema, 2012b)
Holanda	€ 843 milhões (valor presente)	Essa categoria constitui o maior benefício da ACB na Holanda, com um VP de € 843 milhões (em um total de € 2,15 bilhões em ganhos para o setor elétrico). Além de redução de custos operacionais (eliminação de gastos com intervenção local), a análise considerou queda no custo da energia de 0,0025 €/kWh. Ademais, benefícios com aumento de competitividade são mencionados, mas não foram contabilizados.	(Kema, 2012b)
Irlanda	€ 0,65 por ano por unidade residencial e € 0,72 por ano por unidade comercial e industrial	Trata-se da estimativa considerada na análise custo-benefício conduzida no Irlanda. São ganhos com redução de custos operacionais e foram considerados um dos principais motivadores para implantação da estrutura de redes inteligentes. Ademais, benefícios com “ <i>aumento de competitividade</i> ” e “ <i>eficiência nos preços</i> ” também são mencionados, mas são definidos como de difícil quantificação e, por isso, não foram contabilizados.	(CER, 2011a)
Portugal	€ 7 milhões (valor presente)	Na análise conduzida em Portugal, foi assumido que a taxa anual de mudança de comercializador irá crescer de 2% para 10% (com análise de sensibilidade entre 5% e 20%). Os ganhos foram divididos em dois grupos: redução de custos operacionais com mudança de comercializador (VP de £ 4,0 milhões) e aumento de concorrência no mercado varejista (VP de £ 3,0 milhões). Esses estão entre os menores benefícios e não são significativos na análise portuguesa.	(Kema, 2012c)
Reino Unido	Foram considerados quatro tipos de arranjos, onde os ganhos variam de £ 0,8 a £ 3,11 por unidade consumidora por ano	Trata-se da estimativa considerada na análise custo-benefício conduzida no Reino Unido. São ganhos com redução de custos operacionais, que geram £ 1,594 bilhões em valores presentes brutos. Esse ponto foi um dos principais motivadores para implantação da estrutura de redes inteligentes. Trata-se do terceiro maior benefício contabilizado na análise, ficando atrás apenas de redução de consumo (£ 4,391 milhões) e redução de custos com leitura (£3,083 milhões). Nesta análise, os benefícios brutos com todos os benefícios considerados são de £ 15,689 bilhões.	(DECC, 2012)
Benefício não contabilizado nesta tese.			

Tabela B.39 - Informações sobre benefícios relacionados à conformidade do nível de tensão.

Caso	Informação	Observações	Referência
Holanda	É reconhecida a existência de benefícios, mas os valores não são contabilizados	Na Holanda, as funcionalidades básicas do medidor inteligentes incluem monitoramento de qualidade (nível de tensão), o que é mencionado como um benefício não quantificado.	(Kema, 2012b)
Irlanda	Benefícios anuais de € 270 mil com redução de custos operacionais	A distribuidora ESB Networks estima que aproximadamente 3.000 visitas poderiam ser evitadas por ano. O custo de cada visita é € 90,0, o que renderia um benefício anual de € 270 mil com redução desses custos operacionais relativos a medições para análise da conformidade de tensão.	(CER, 2011a)
Portugal	É reconhecida a existência de benefícios, mas os valores não são contabilizados	Em Portugal, funcionalidades básicas do medidor inteligentes incluem monitoramento de nível de tensão. Os benefícios, embora não quantificados, dizem respeito ao " <i>controle de custos de gestão de rede</i> " com " <i>monitorização do nível de tensão</i> ", com armazenamento durante um período mínimo de dois anos deslizantes.	(Kema, 2012b)
Reino Unido	Benefícios foram valorados a £ 0,14 por ano por medidor	A análise custo-benefício realizada no Reino Unido contabilizou ganhos anuais de £ 0,14 por medidor, o que resulta em um valor presente bruto de £ 39 milhões ao longo do período de análise. O nível de tensão no consumidor poderá ser monitorizado remotamente não sendo necessário deslocamento ao local. O benefício decorre da não necessidade de visitas a campo e, conseqüentemente, redução dos custos operacionais relativos a medições para análise da conformidade de tensão.	(DECC, 2012)
Victoria (Austrália)	Benefícios implicam ganhos de 39 milhões de dólares australianos (valor presente)	A análise custo-benefício considerou que o ganho é resultado do custo evitado com investigação de reclamações de consumidores relacionadas com o nível de tensão. Esses benefícios são " <i>considerados de menor importância</i> ".	(Kema, 2012b)
Benefício não contabilizado nesta tese.			

Tabela B.40 - Informações sobre benefícios com gestão de ativos.

Caso	Informação	Observações	Referência
P&D Abradee	É reconhecida a existência de ganhos com gestão, mas os valores não são explícitos	<i>"Melhor gestão de ativos"</i> está entre os <i>"principais benefícios quantificados"</i> .	(Abradee, 2011b)
Portugal	Redução de 7,5%	A análise custo-benefício realizada em Portugal considerou que existiria uma redução de aproximadamente 7,5% nos custos com avarias e manutenção dos transformadores. O documento informa que em Portugal são gastos € 7,25 milhões por ano com manutenção de transformadores e € 0,74 com danos desses equipamentos.	(Erse, 2012)
Victoria (Austrália)	É reconhecida a existência de ganhos com gestão de diferentes ativos, com economias de \$ 43 milhões (VP em dólares australianos)	A análise custo-benefício realizada em Victoria considerou que existiria redução de avarias em transformadores MT/BT, o que provocaria economias de \$ 29 milhões (VP em dólares australianos). Também foram considerados custos evitados de \$ 10 milhões (VP em dólares australianos) com a substituição de fusíveis por sobrecargas (transformadores e redes) e \$ 4 milhões com disjuntores.	(Kema, 2012b)
Benefício não contabilizado nesta tese.			

Tabela B.41 - Informações sobre benefícios com mais dados para planejamento.

Caso	Informação	Observações	Referência
Copel	É reconhecida a existência de ganhos oriundos de informações mais detalhadas. Existe expectativa de redução de investimentos em expansão	Documento relata a experiência prática da Copel, resultante de projetos permanentes já implantados no contexto de redes inteligentes. Ainda que a implantação tenha foco na automação e na melhoria da continuidade, a distribuidora tem expectativa de <i>"melhorar a assertividade do planejamento da expansão"</i> e, com isso, <i>"reduzir os investimentos em expansão"</i> . A expectativa decorre de <i>"informações on line do consumo e fluxo de potência"</i> e de <i>"incremento de 20% no fator de carga da Copel"</i> . Valores não estão explícitos.	(Copel, 2012)
Estudo da Energy Networks Association - ENA	Redução de 5% dos investimentos anuais	O documento menciona que melhores dados de planejamento resultam em investimentos mais bem direcionados. Ou seja, a redução do investimento de 5% decorre de mais informações disponíveis.	(ENA, 2010)
Reino Unido	Redução de investimentos de £ 14 milhões por ano	A análise custo-benefício considerou que a informação disponibilizada pelos medidores permitirá realizar um planejamento da rede mais eficiente. A análise usa os investimentos planejados a partir da quinta revisão tarifária das distribuidoras como base para definir os custos esperados de investimento na rede. A análise assumiu economia de £ 14 milhões por ano, o que resulta em um valor presente de £ 119 milhões ao longo do período de análise.	(DECC, 2012)
Victoria (Austrália)	É reconhecida a existência de benefícios, mas os valores não são contabilizados	A análise custo-benefício considerou que os dados fornecidos pelos medidores inteligentes <i>"podem melhorar vários processos associados ao planejamento e operação da rede de distribuição"</i> . As melhorias decorrem da possibilidade de <i>"conhecer em detalhe as cargas reais associadas aos circuitos da baixa tensão, o que contribuirá para uma melhor segmentação entre clientes BT e melhor distribuição real das cargas pelos diversos circuitos"</i> .	(Kema, 2012b)
Benefício não contabilizado nesta tese.			

Tabela B.42 - Informações sobre ganho de oportunidade do tempo dos consumidores.

Caso	Informação	Observações	Referência
Holanda	€ 7,50 por hora	A análise custo-benefício cita redução de chamadas para central de teleatendimento, o que reduz custos com <i>Call Center</i> e reduz o tempo despendido pelos consumidores nessa atividade. O documento pesquisado não é claro neste ponto, mas considerando que o ganho com redução de reclamações em <i>Call Center</i> é o segundo maior da análise, infere-se que os ganhos de tempo dos consumidores foram inseridos nessa categoria.	(SenterNovem, 2005)
Irlanda	€ 2,8 (consumidores residenciais) e € 0,9 (comerciais e industriais)	A análise custo-benefício cita redução do tempo despendido pelos consumidores com decorrência de menos reclamações.	(CER, 2011a)
	€ 23,20	A análise custo-benefício cita redução do tempo despendido pelos consumidores com auto leitura e respectiva comunicação à distribuidora.	
Portugal	€ 3,00 por hora	A análise custo-benefício considerou redução de chamadas de reclamações e chamadas para comunicação de leituras, o que resulta em redução do tempo despendido pelos consumidores nessas tarefas.	(Erse, 2012)
Benefício não contabilizado nesta tese.			

APÊNDICE C - CENÁRIO ZERO

Conforme comentado na Tabela 3.1, uma das etapas de uma AIR é a identificação das opções de regulamentação/legislação. A primeira das opções é não haver intervenção, que é um o cenário conhecido como “não fazer nada” ou “*Bussines as Usual* - BaU”. Neste trabalho, essa opção foi nomeada de Cenário Zero.

A definição do Cenário Zero é importante para identificar os problemas atualmente presentes no setor elétrico brasileiro. Ademais, ajuda mensurar o grau apropriado de intervenção no processo de atualização e inserção de novas tecnologias no setor.

Para mensurar quantidades e gastos no Cenário Zero, foram adotados valores já citados: custo do medidor eletrônico básico de R\$ 25,00 (conforme Item 4.7.2) e custo de instalação de R\$ 20,00 (mesmo valor adotado no Item 4.7.1). Como o Cenário Zero contempla medidores eletrônicos básicos, não há redução anual dos custos decorrentes de ganhos de escala e de evolução tecnológica, conforme comentado no Item 4.7.2. Foram mantidas as demais premissas mostradas na Tabela 4.2: tempo de análise (30 anos); vida útil (13 anos); ciclo de implantação (13 anos); taxa de desconto (7,50%); taxa anual de crescimento de mercado (4,30%); e crescimento anual vegetativo de unidades consumidoras (1,78%).

No Cenário Zero, é considerada apenas a situação onde medidores eletrônicos básicos são comprados e instalados. Não há gastos e instalações de automação, TI e telecomunicações. Ou seja, trata-se da situação esperada caso não exista a definição de uma norma que obrigue a instalação de funcionalidades e tecnologias adicionais.

Segundo dados de 2007 da associação brasileira que reúne os fabricantes, o surgimento de novas unidades (crescimento vegetativo) e a necessidade de substituição de equipamentos danificados ou fim de vida útil implicam na compra de aproximadamente 4 milhões de medidores por ano (Abinee, 2008). Como projeção, esse montante seria de aproximadamente 4,5 milhões por ano em 2014 (ano de início da análise). A partir desses valores, por simplificação pode-se adotar que as quantidades instaladas no Cenário Zero seriam aquelas mostradas na Figura 5.4 para Grau Intermediário.

Diante das considerações supracitadas, a Figura C.1 mostra a quantidade de medidores eletrônicos básicos no Cenário Zero.

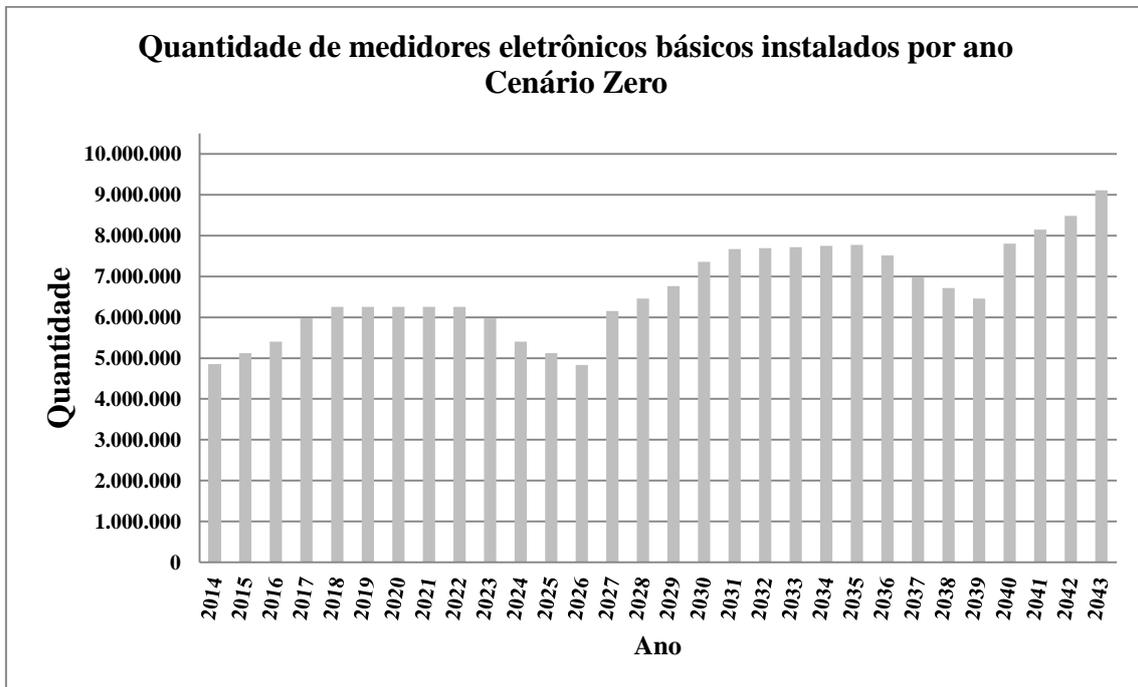


Figura C.1 - Quantidade de medidores eletrônicos básicos instalados por ano no Cenário Zero.

Considerando essas quantidades, os custos envolvidos no Cenário Zero são mostrados na Figura C.2.

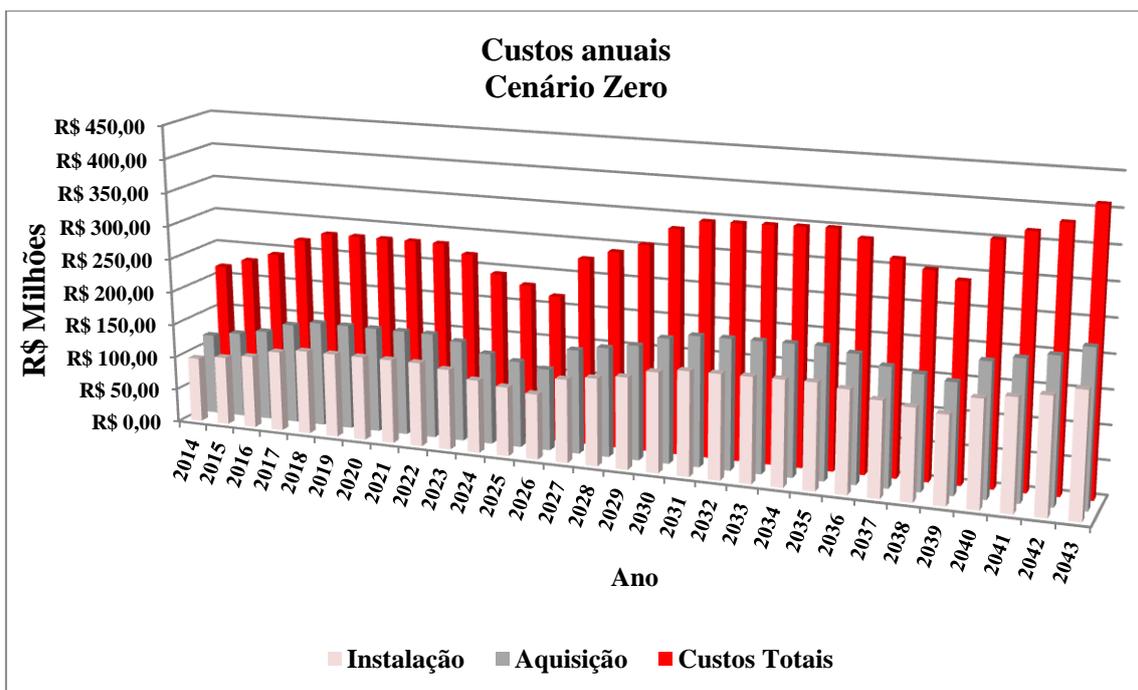


Figura C.2 - Custos anuais totais do Cenário Zero.

O VP dos custos totais do Cenário Zero é de R\$ 2,534 Bilhões. Comparados aos cenários com instalação de redes inteligentes, os custos do Cenário Zero são pequenos. Contudo, não há benefícios advindos do modelo *Bussines as Usual*. Por esse ponto de vista, conclui-se que o saldo do cenário é negativo, o que indica inviabilidade.

Essa situação é agravada se forem considerados os problemas presenciados no setor elétrico brasileiro como, por exemplo, altos índices de perdas não técnicas e aumento da duração das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Ainda existem outros tipos de ineficiências que podem ser reduzidas, propiciando eficiência energética, otimização de custos operacionais e melhoria do serviço no sentido amplo.

Analisando apenas um dos problemas identificados e focando na questão de furto e fraude de energia, é possível perceber que existem prejuízos financeiros e ineficiência na situação “não fazer nada”. No Brasil, o percentual médio de perdas não técnicas no segmento de distribuição é de 6,70%. Considerando que a energia injetada em todo sistema de distribuição em 2012 foi de 463.718.898 MWh, chega-se a um montante de perdas não técnicas de 31.069.166 MWh.

Em 2012, a Tarifa Média de Fornecimento foi R\$ 324,08 R\$/MWh. Sem considerar qualquer efeito de racionalização do consumo que resultaria de programas de combate a perdas, é possível valorar o prejuízo com a multiplicação da tarifa citada (R\$/MWh) pelo montante de perdas não técnicas (MWh). **Assim, o prejuízo com perdas não técnicas no Brasil em 2012 foi de R\$ 10.068.895.371,08.**

A conjuntura no panorama atual mostra que alguma ação é necessária. Assim, são justificadas a intervenção e a edição de uma norma que determine a implantação de ferramentas de combate a perdas não técnicas. Complementarmente, outros problemas podem ser atacados, buscando-se uma solução global mais eficiente. É nesse contexto que as redes inteligentes se mostram oportunas.

APÊNDICE D - RESULTADOS DOS CENÁRIOS 1 A 5

D.1 - CENÁRIO 1

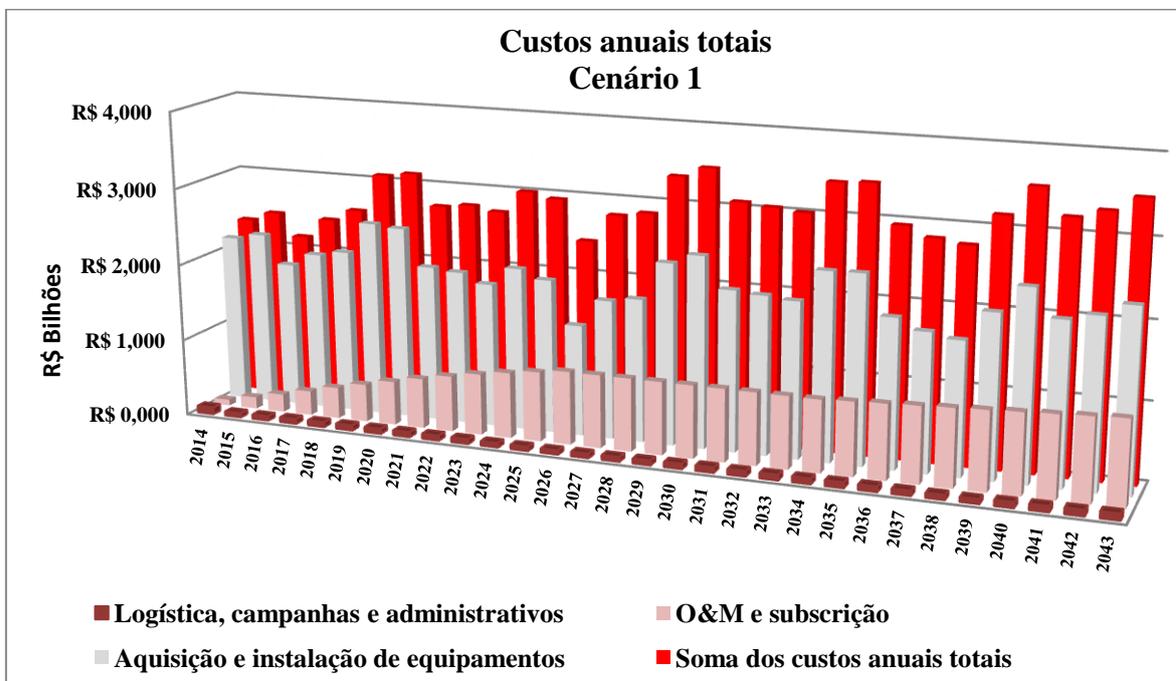


Figura D.1 - Custos anuais totais do Cenário 1.

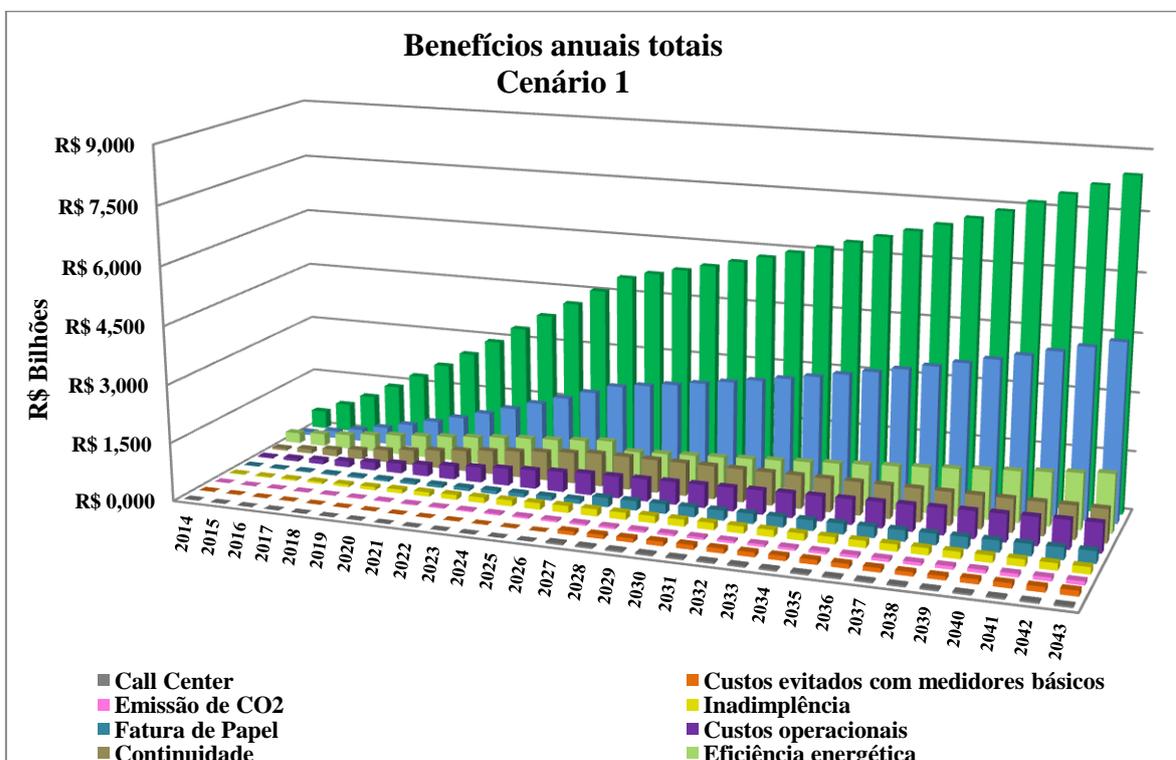


Figura D.2 - Benefícios anuais totais do Cenário 1.

VP dos benefícios e custos (R\$ Bilhões) do Cenário 1

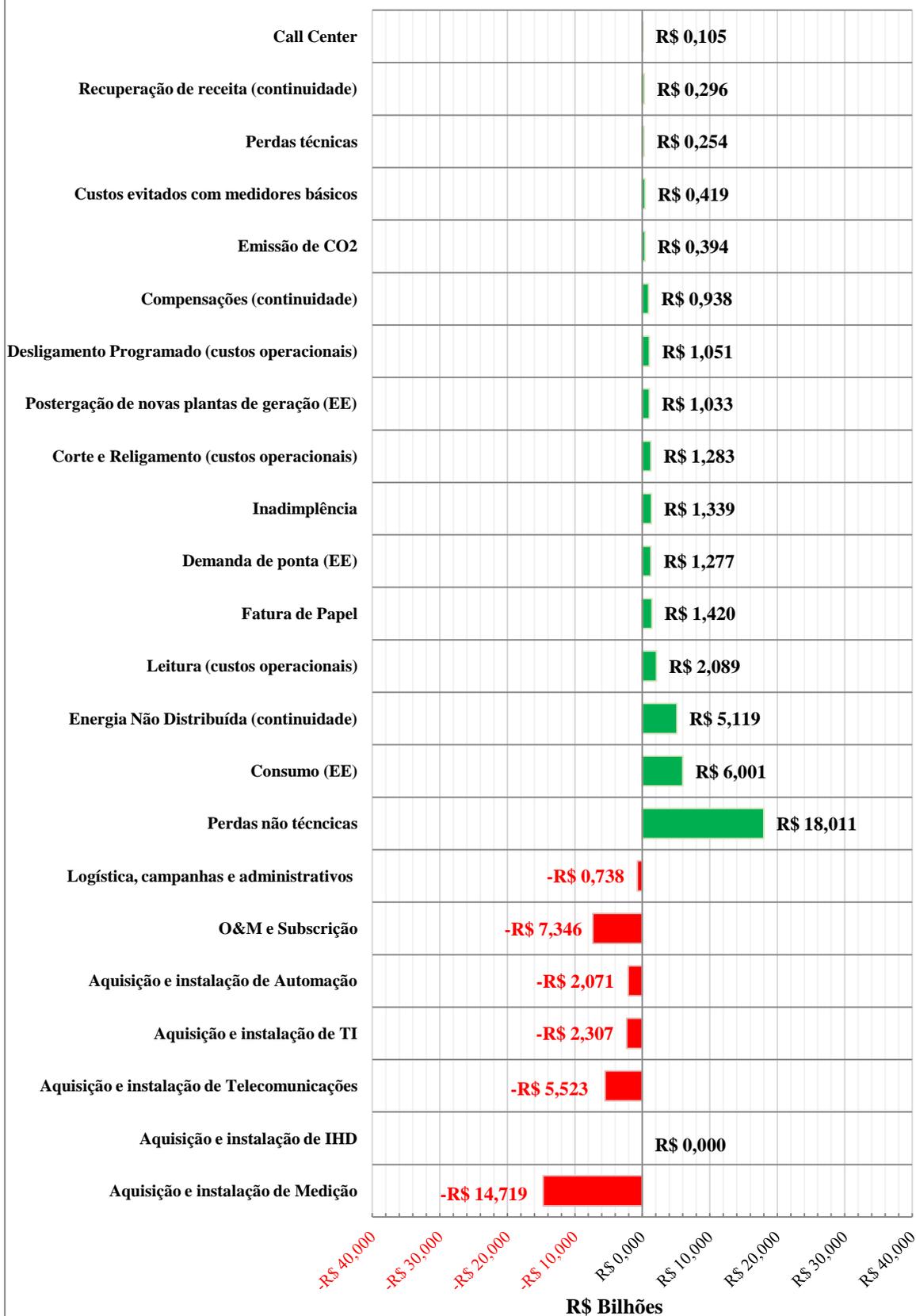


Figura D.3 - Valor Presente de cada categoria de custos e de benefícios do Cenário 1.

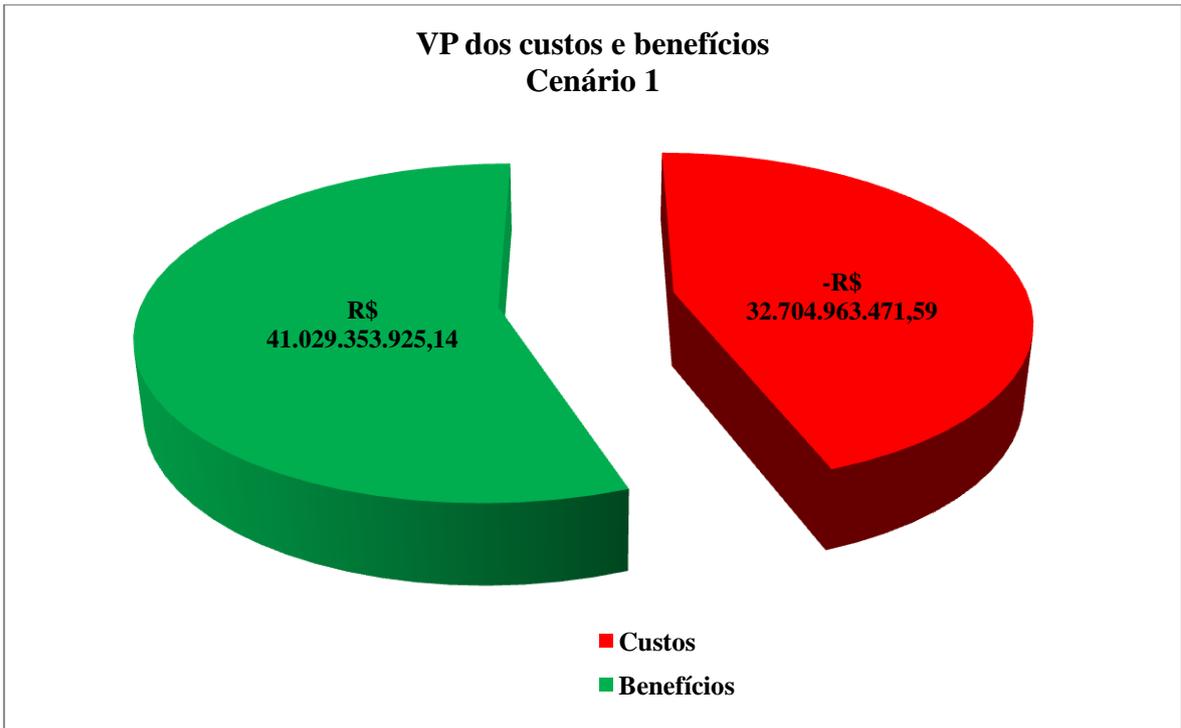


Figura D.4 - Valor Presente total dos custos e dos benefícios do Cenário 1.

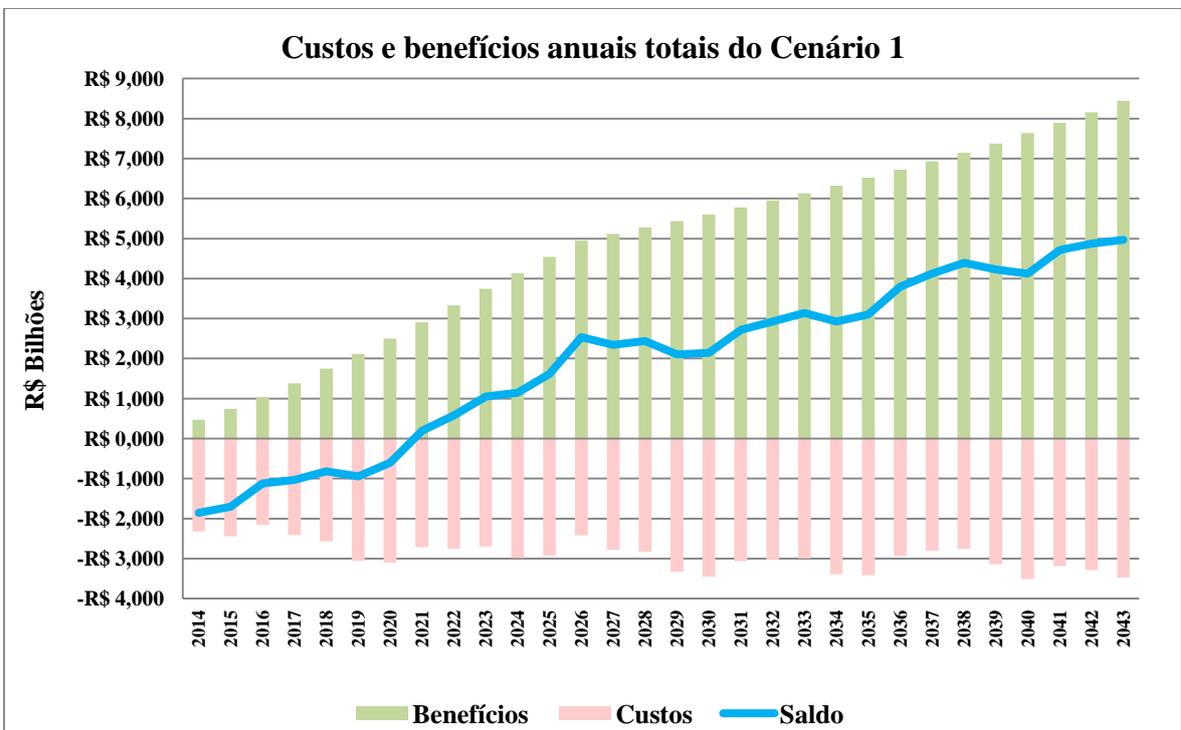


Figura D.5 - Saldo anual e custos e benefícios anuais totais do Cenário 1.

D.2 - CENÁRIO 2

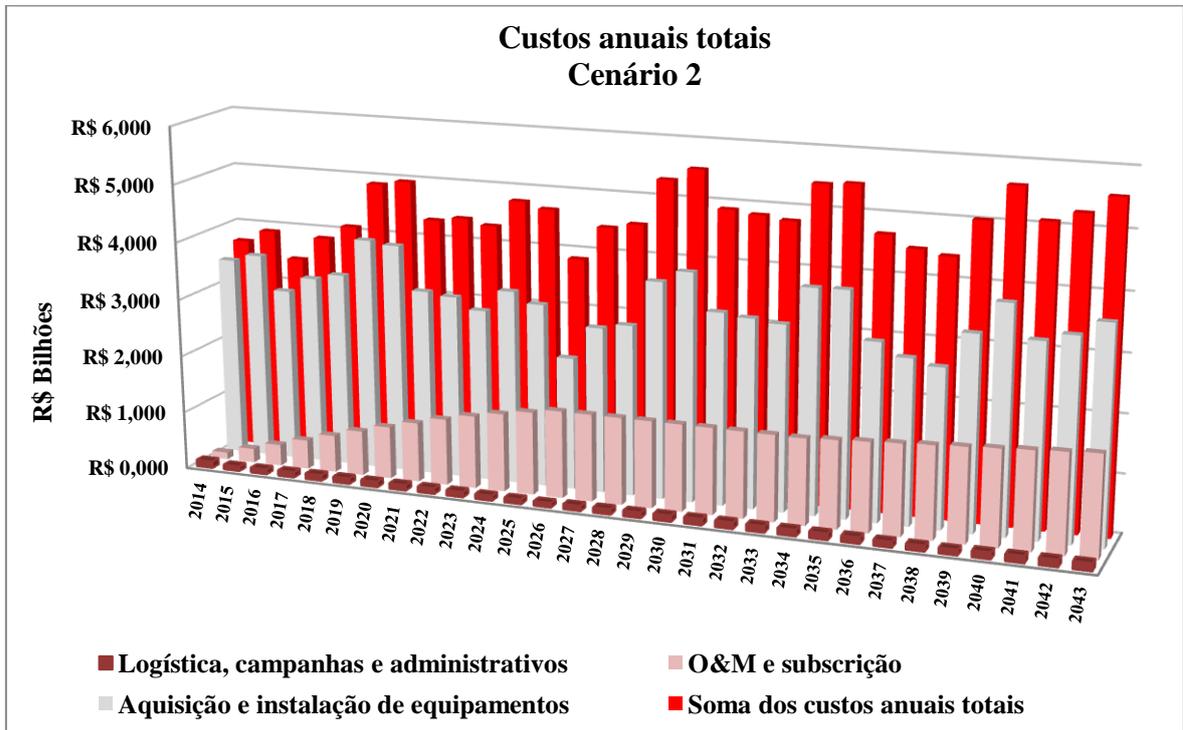


Figura D.6 - Custos anuais totais do Cenário 2.

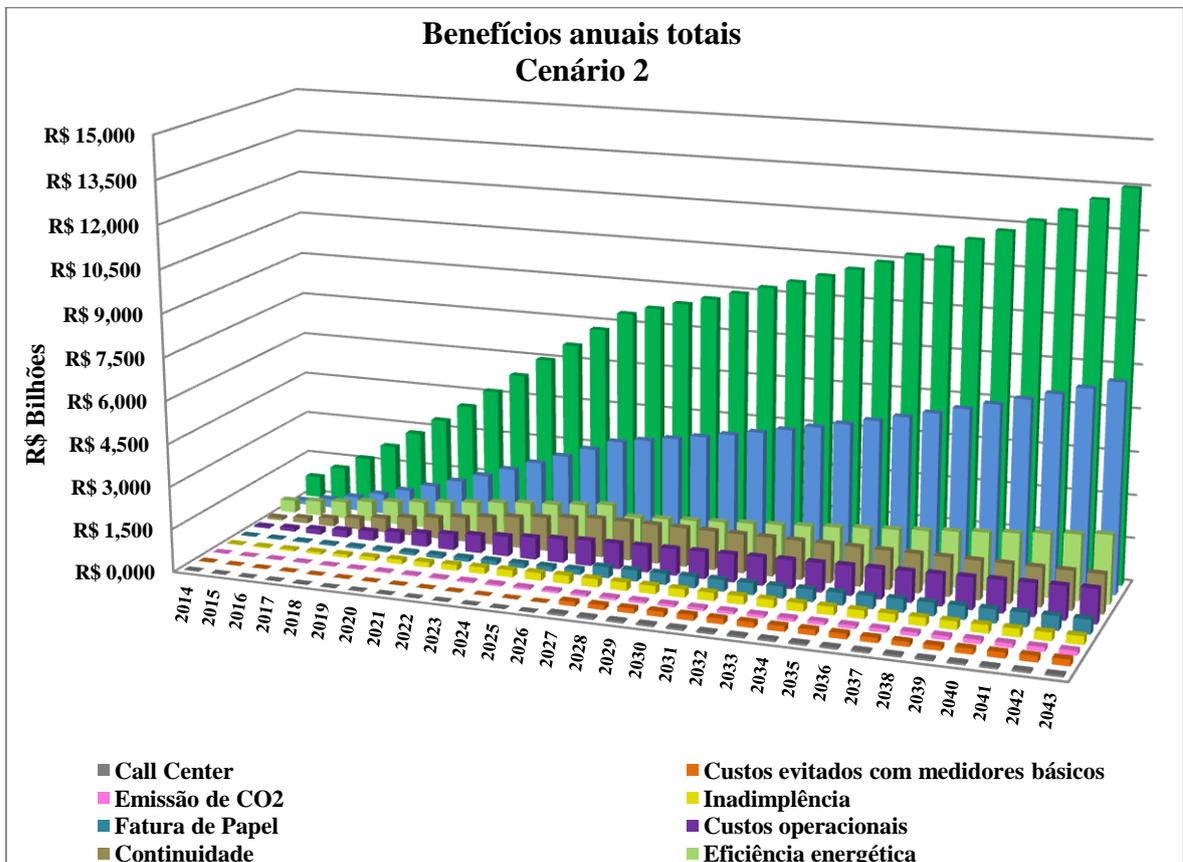


Figura D.7 - Benefícios anuais totais do Cenário 2.

VP dos benefícios e custos (R\$ Bilhões) do Cenário 2

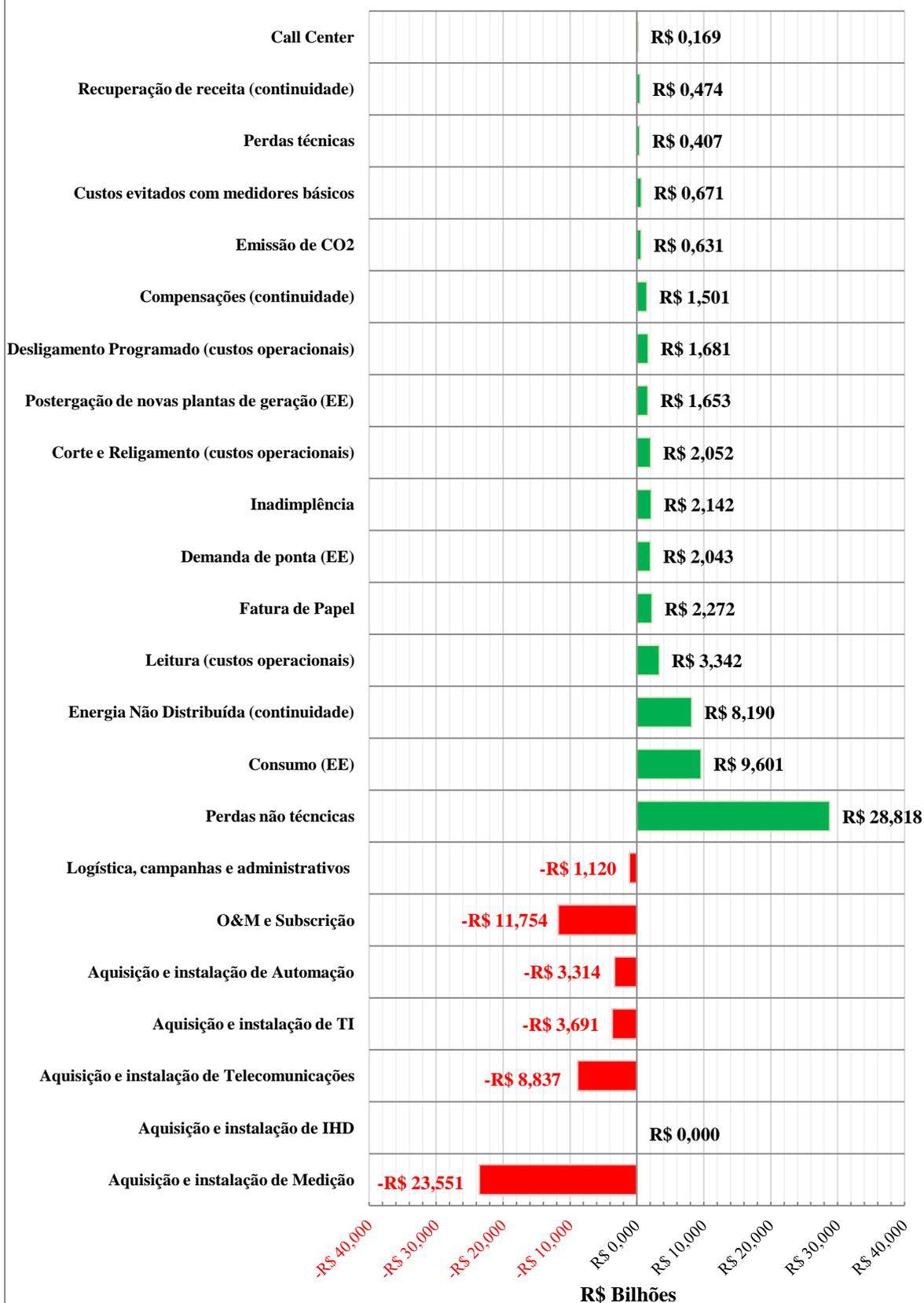


Figura D.8 - Valor Presente de cada categoria de custos e de benefícios do Cenário 2.

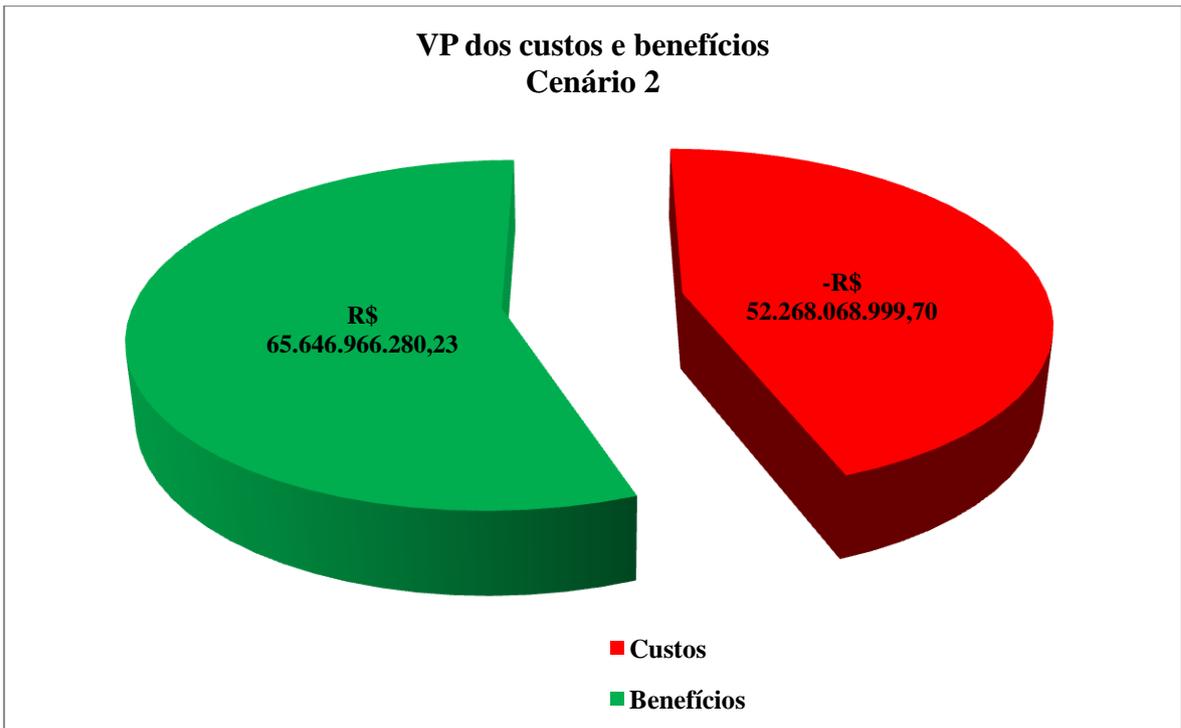


Figura D.9 - Valor Presente total dos custos e dos benefícios do Cenário 2.

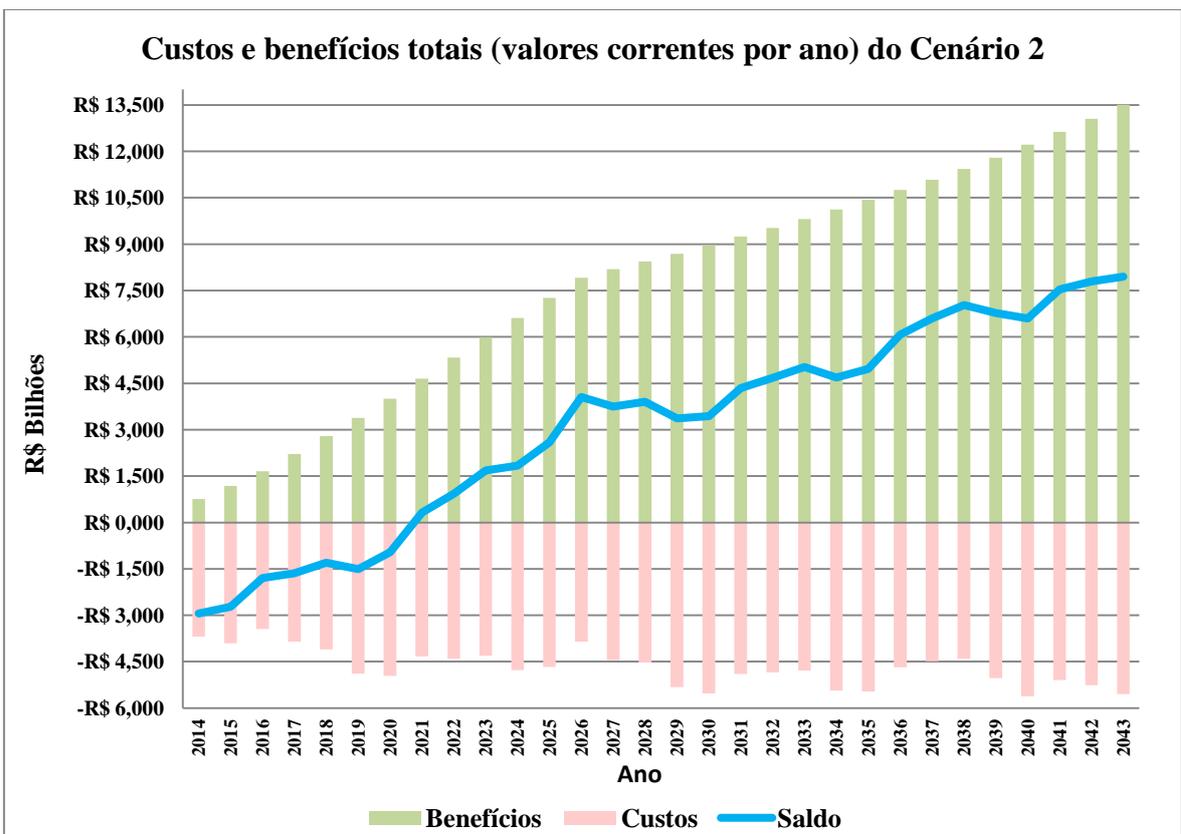


Figura D.10 - Saldo anual e custos e benefícios anuais totais do Cenário 2.

D.3 - CENÁRIO 3

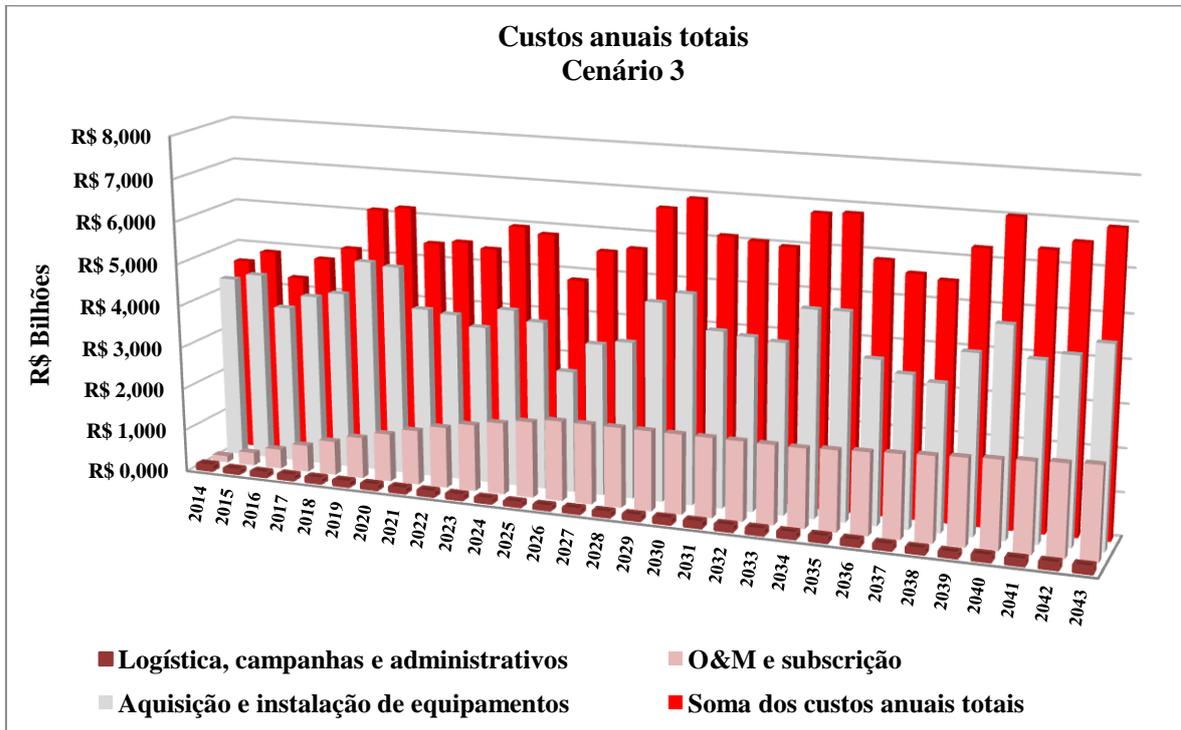


Figura D.11 - Custos anuais totais do Cenário 3.

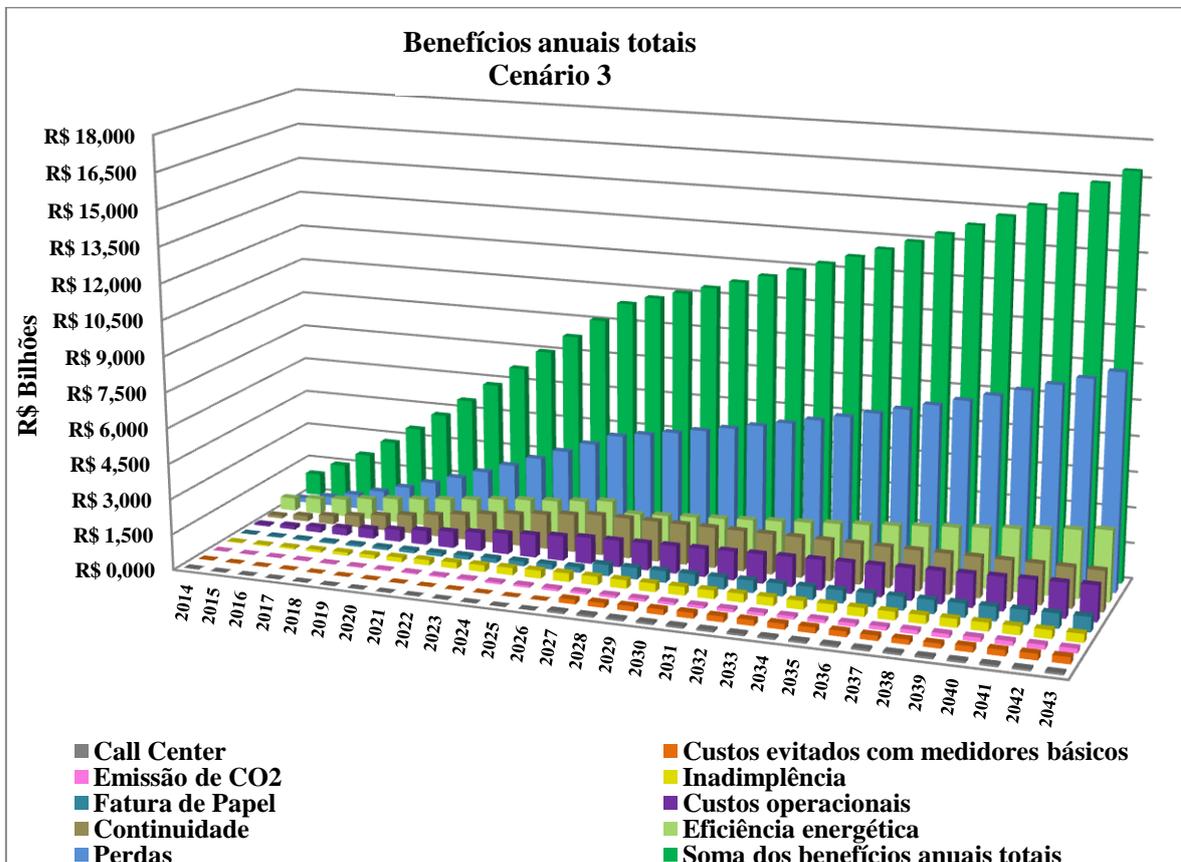


Figura D.12 - Benefícios anuais totais do Cenário 3.

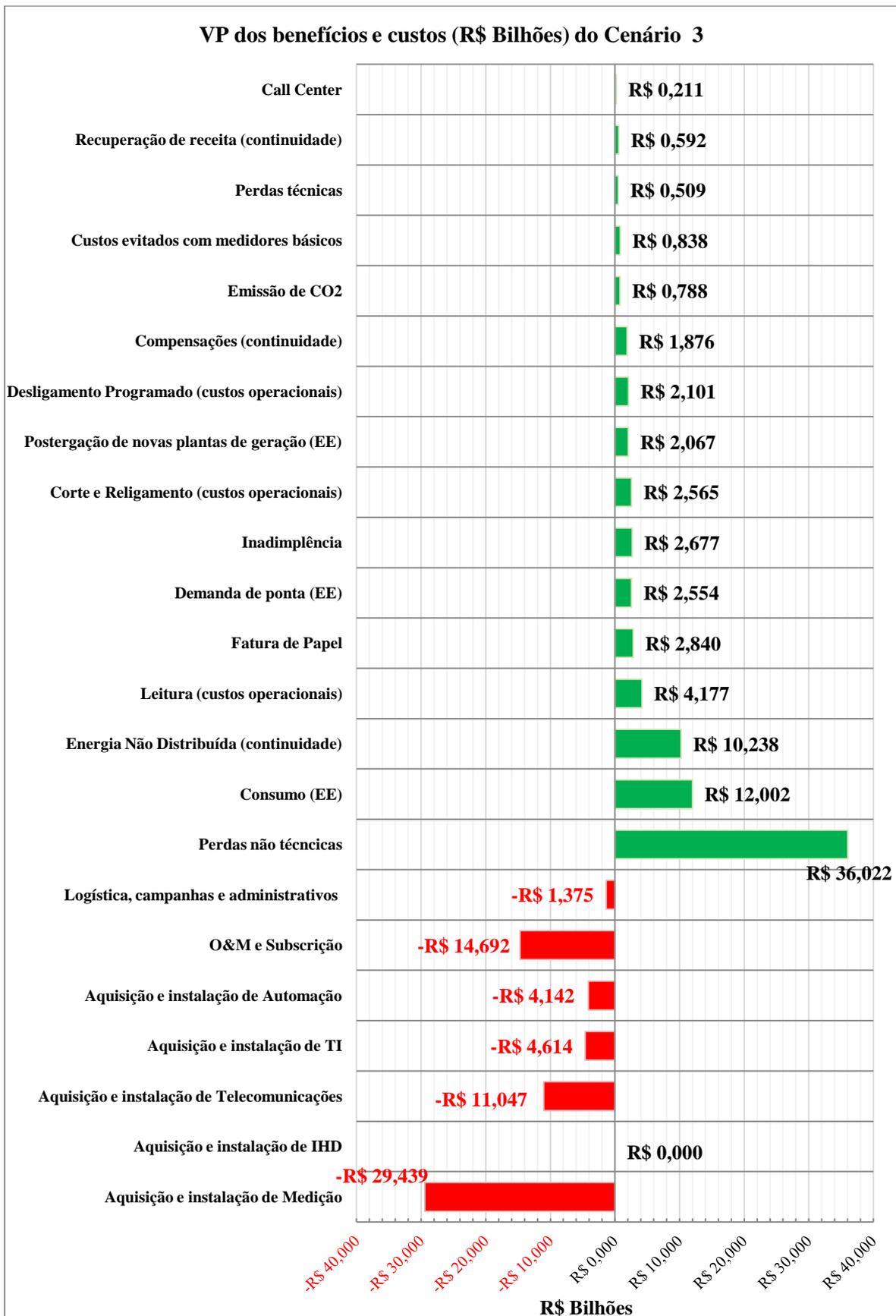


Figura D.13 - Valor Presente de cada categoria de custos e de benefícios do Cenário3.

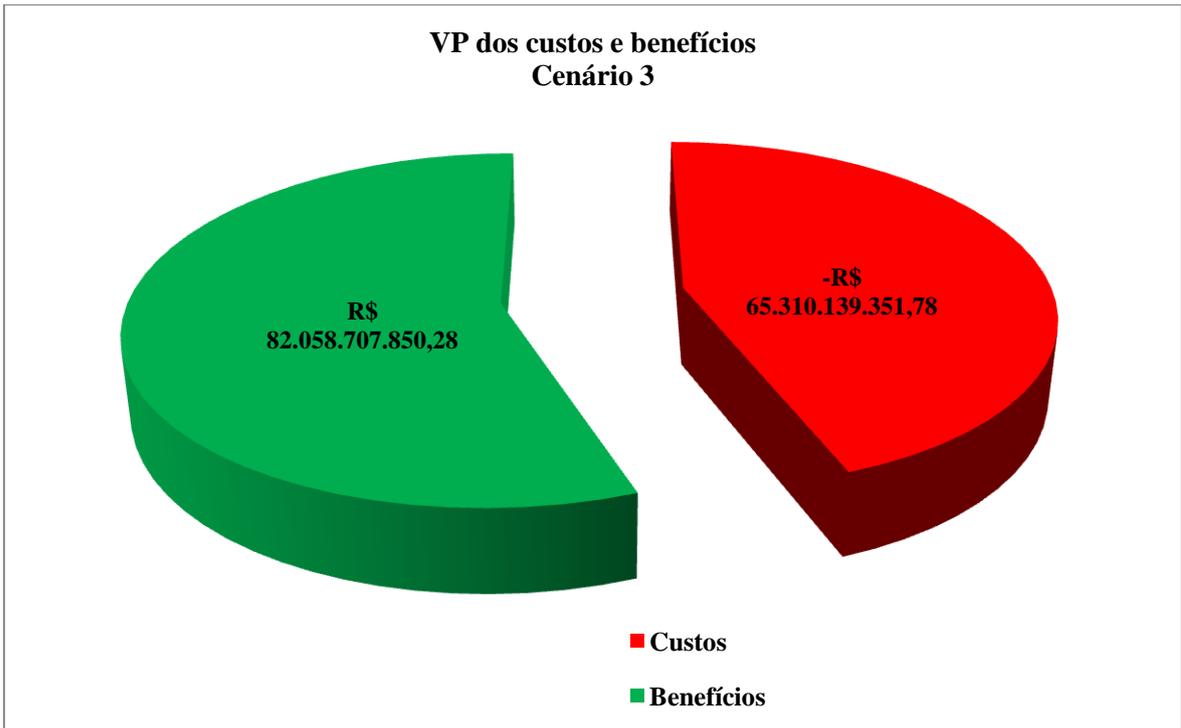


Figura D.14 - Valor Presente total dos custos e dos benefícios do Cenário 3.

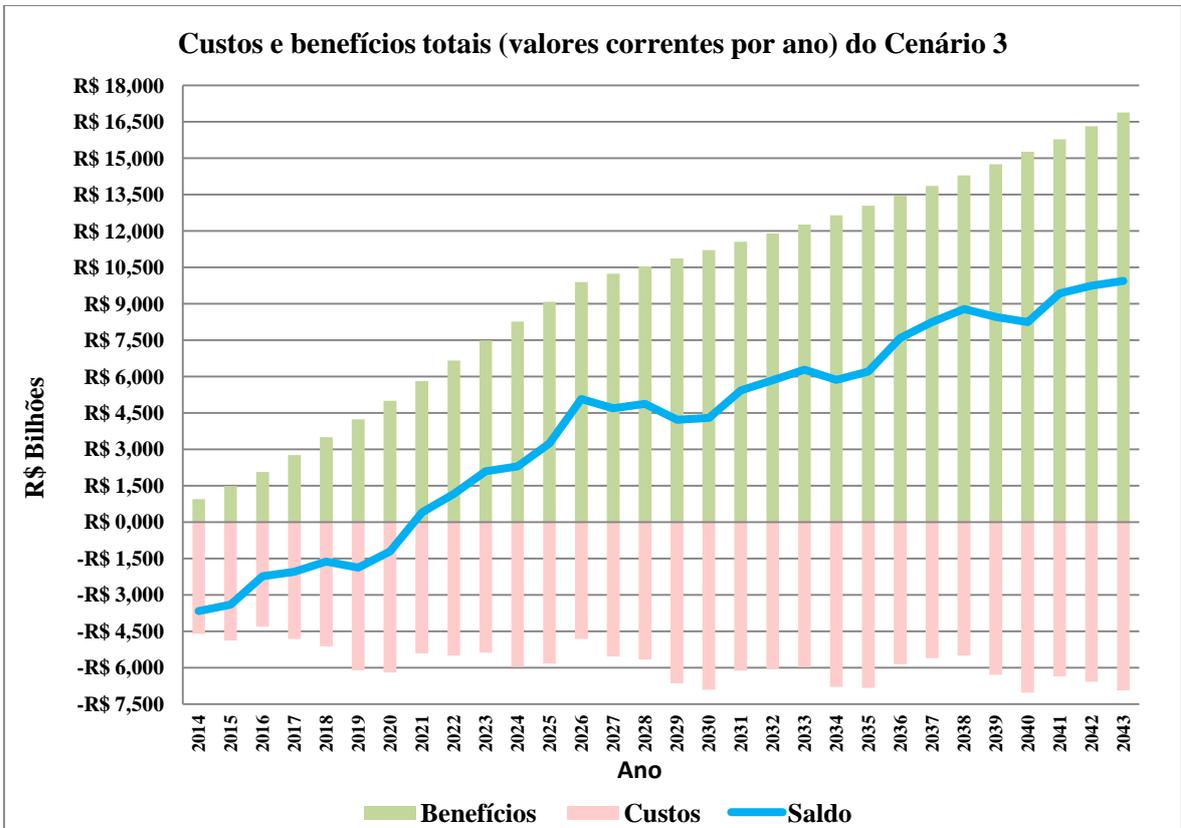


Figura D.15 - Saldo anual e custos e benefícios anuais totais do Cenário 3.

D.4 - CENÁRIO 4

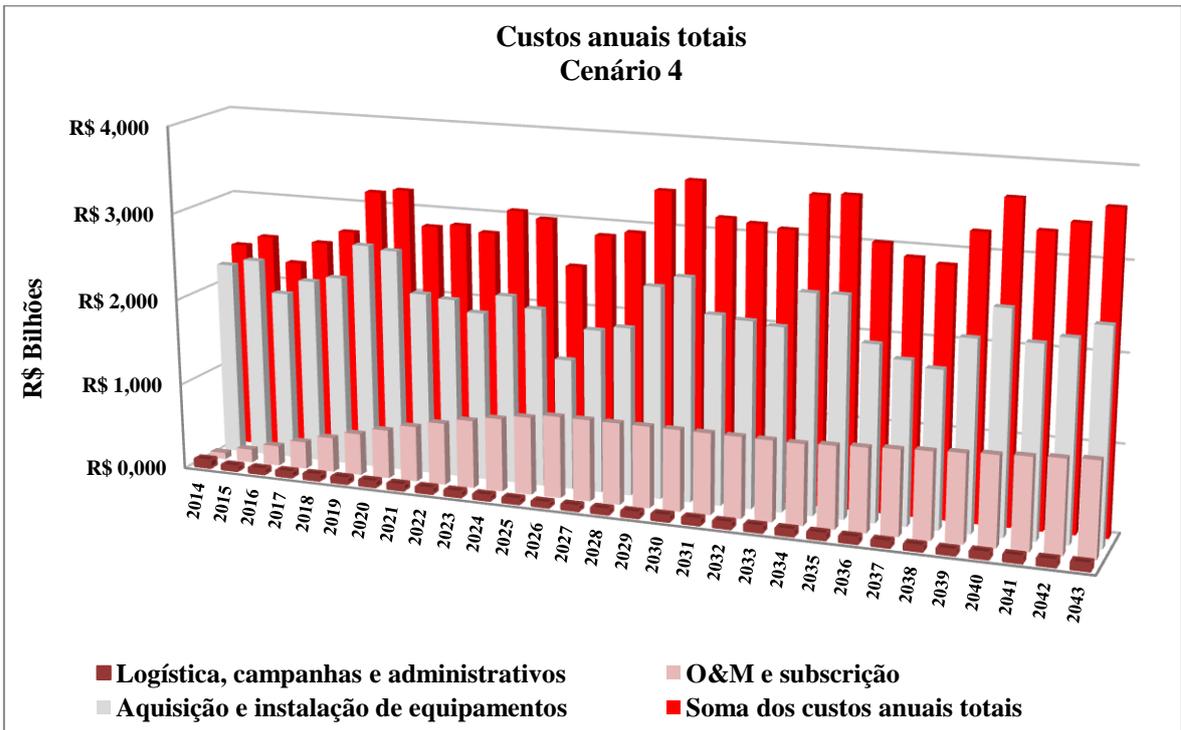


Figura D.16 - Custos anuais totais do Cenário 4.

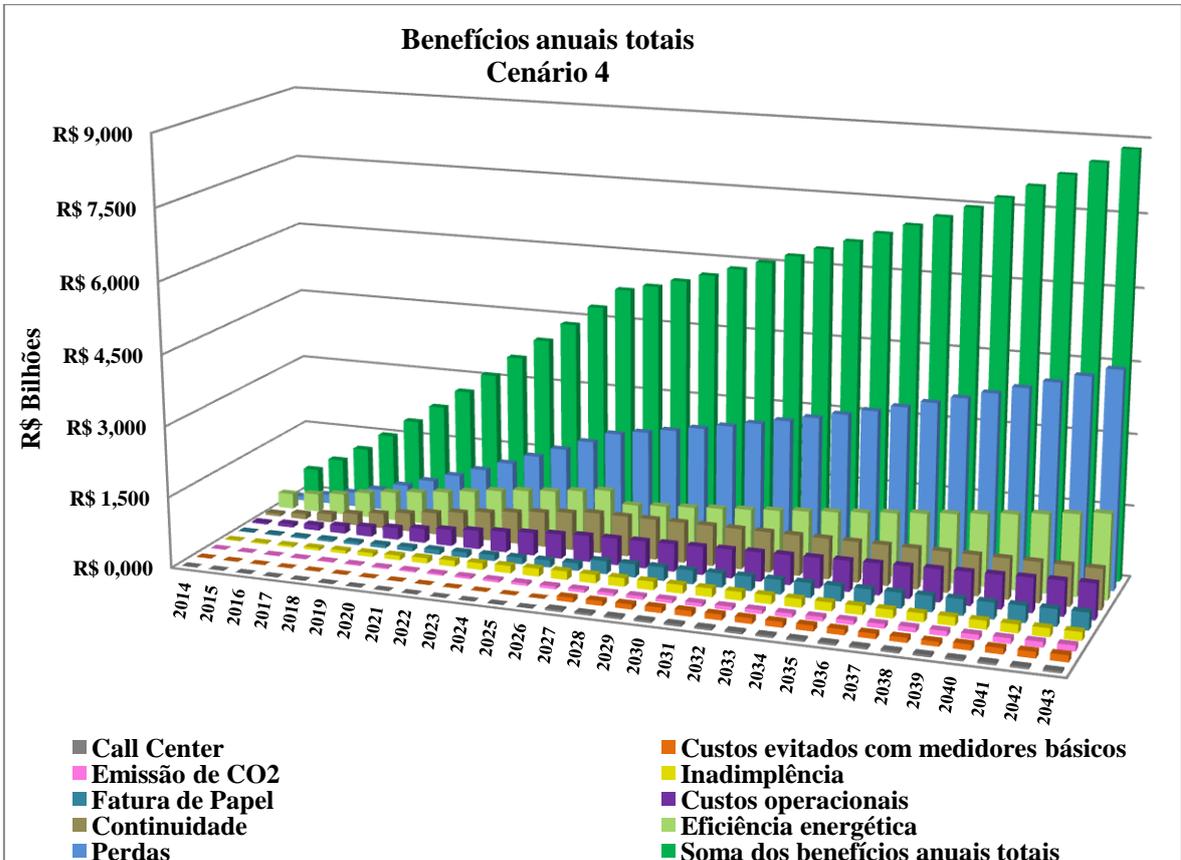


Figura D.17 - Benefícios anuais totais do Cenário 4.

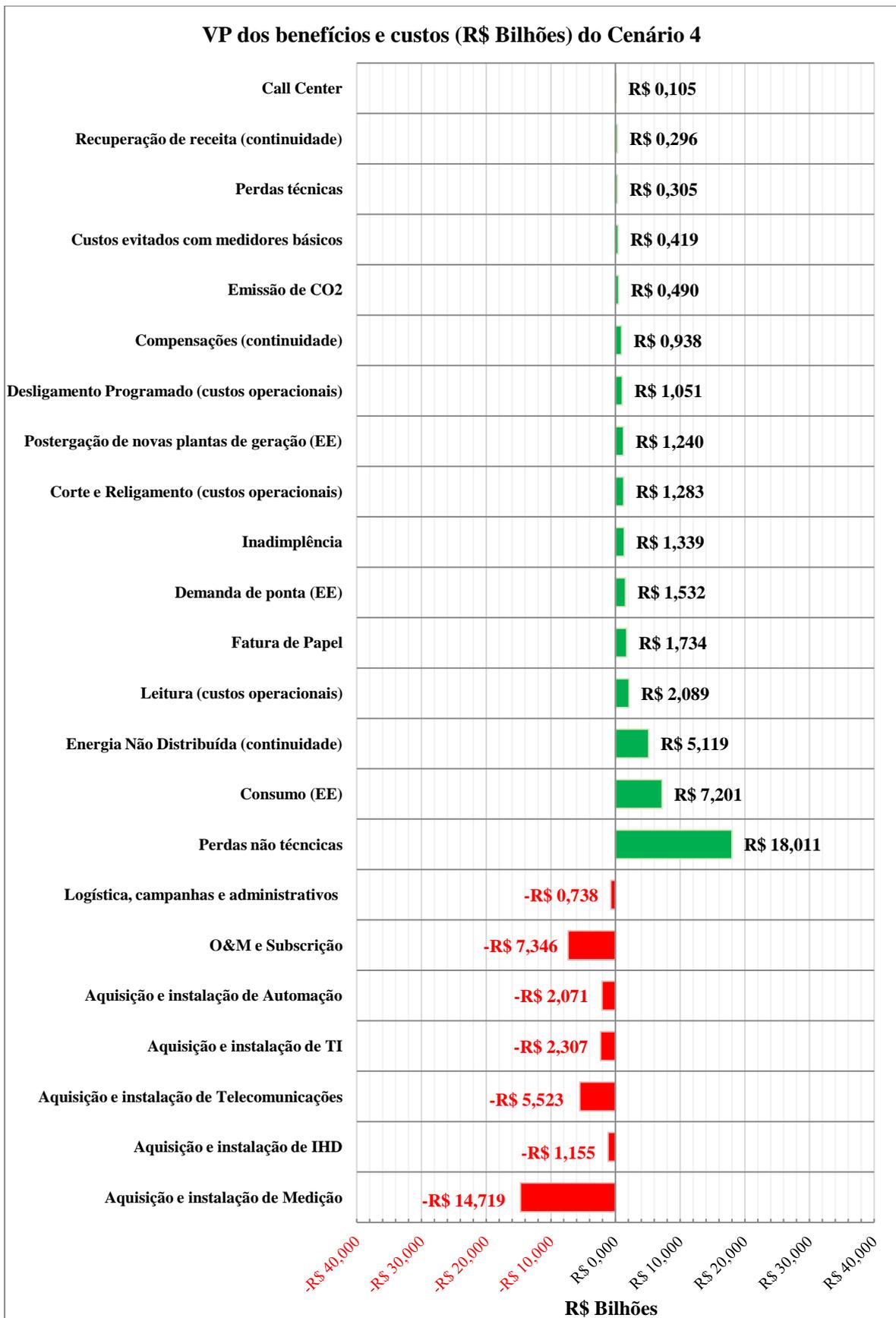


Figura D.18 - Valor Presente de cada categoria de custos e de benefícios do Cenário 4.

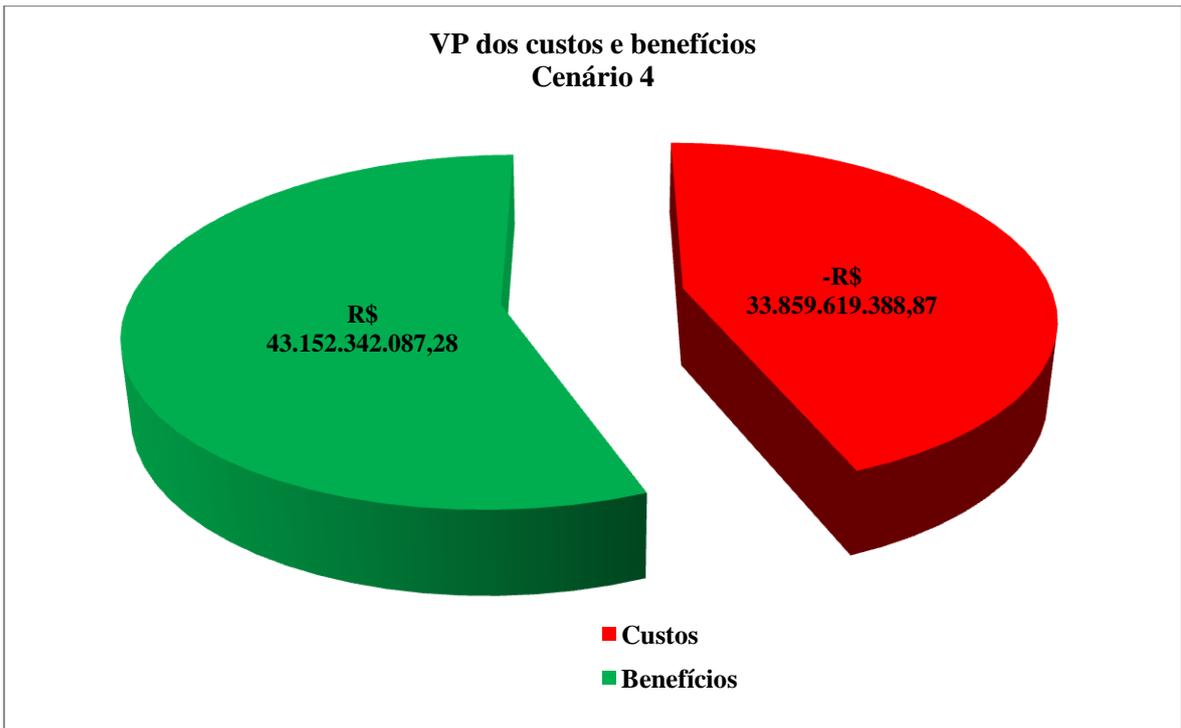


Figura D.19 - Valor Presente total dos custos e dos benefícios do Cenário 4.

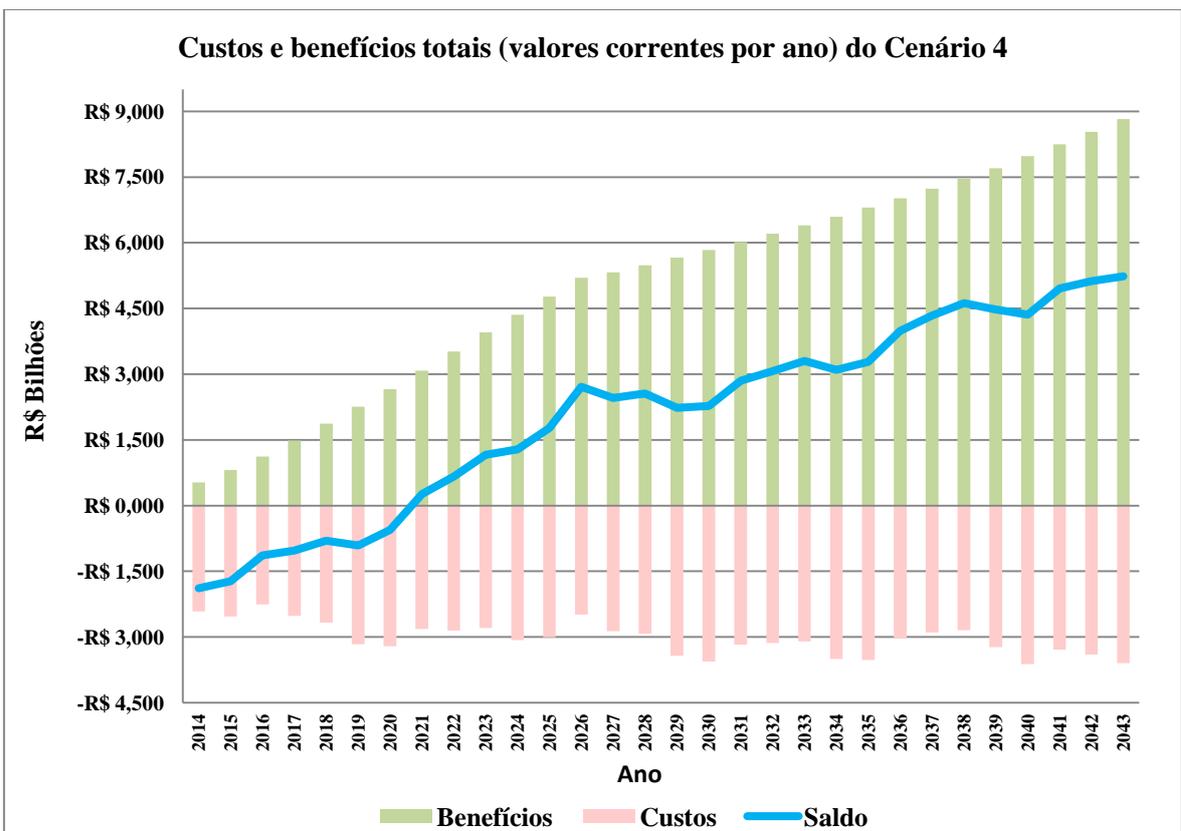


Figura D.20 - Saldo anual e custos e benefícios anuais totais do Cenário 4.

D.5 - CENÁRIO 5

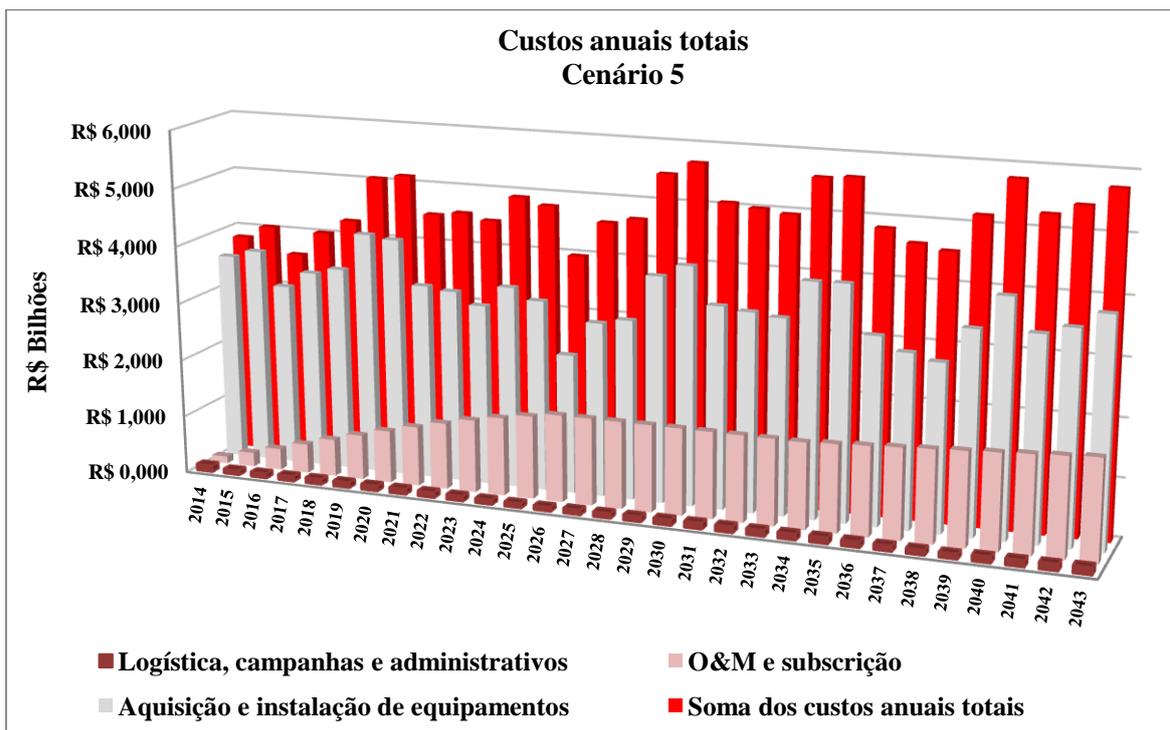


Figura D.21 - Custos anuais totais do Cenário 5.

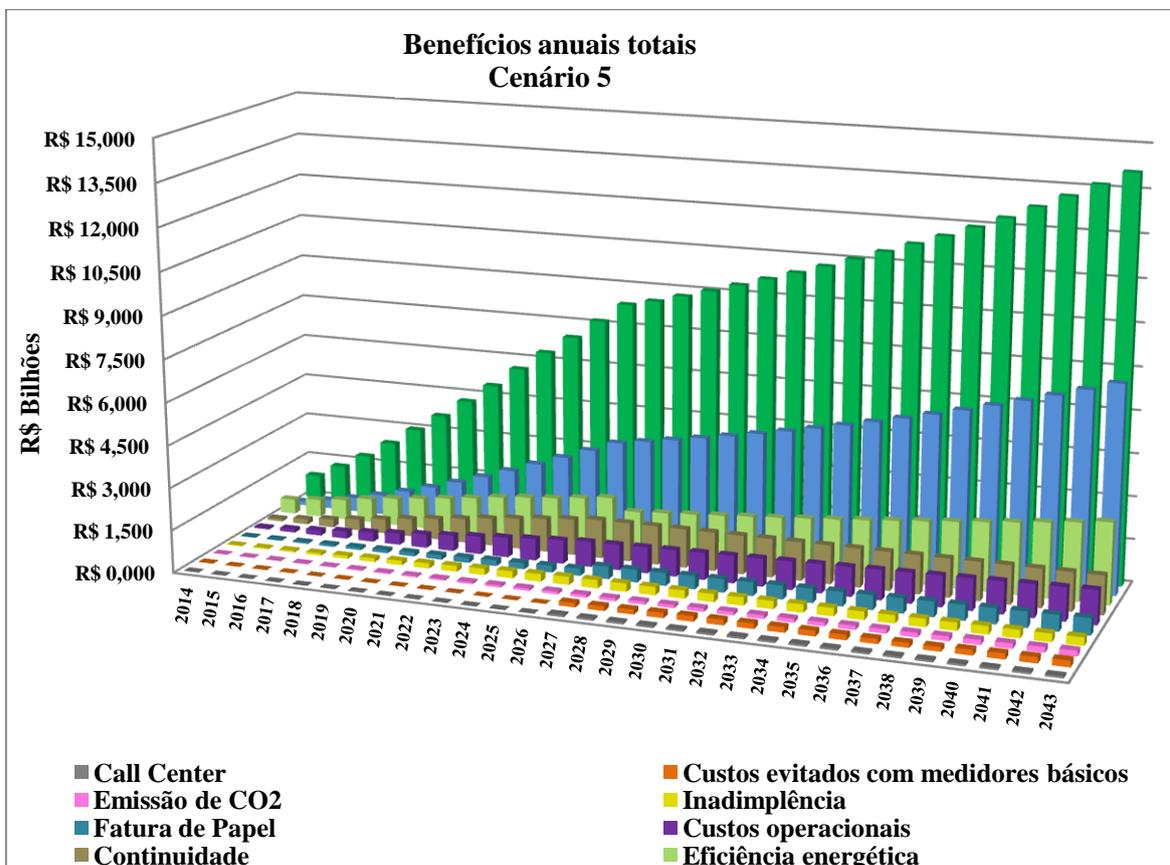


Figura D.22 - Benefícios anuais totais do Cenário 5.

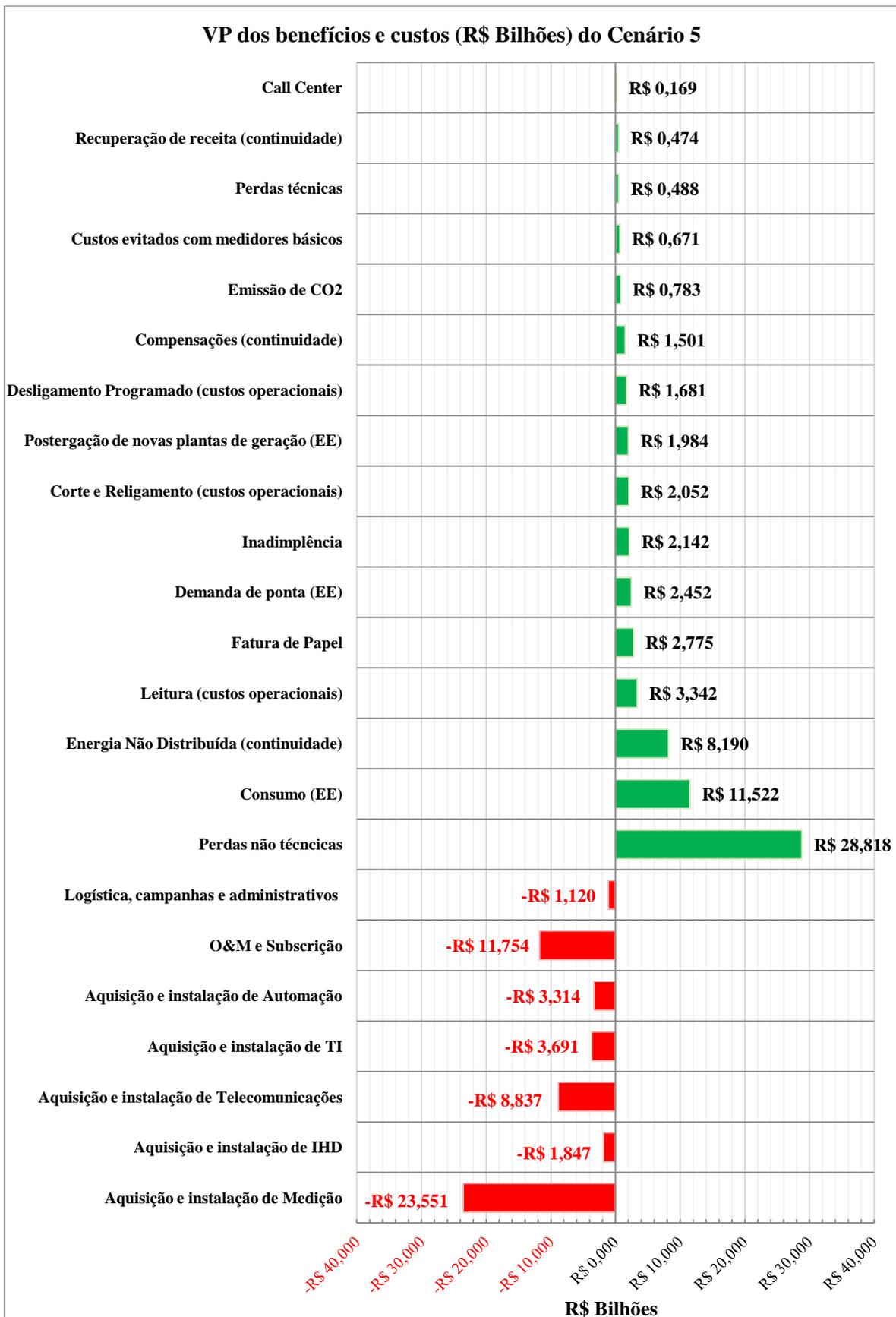


Figura D.23 - Valor Presente de cada categoria de custos e de benefícios do Cenário 5.

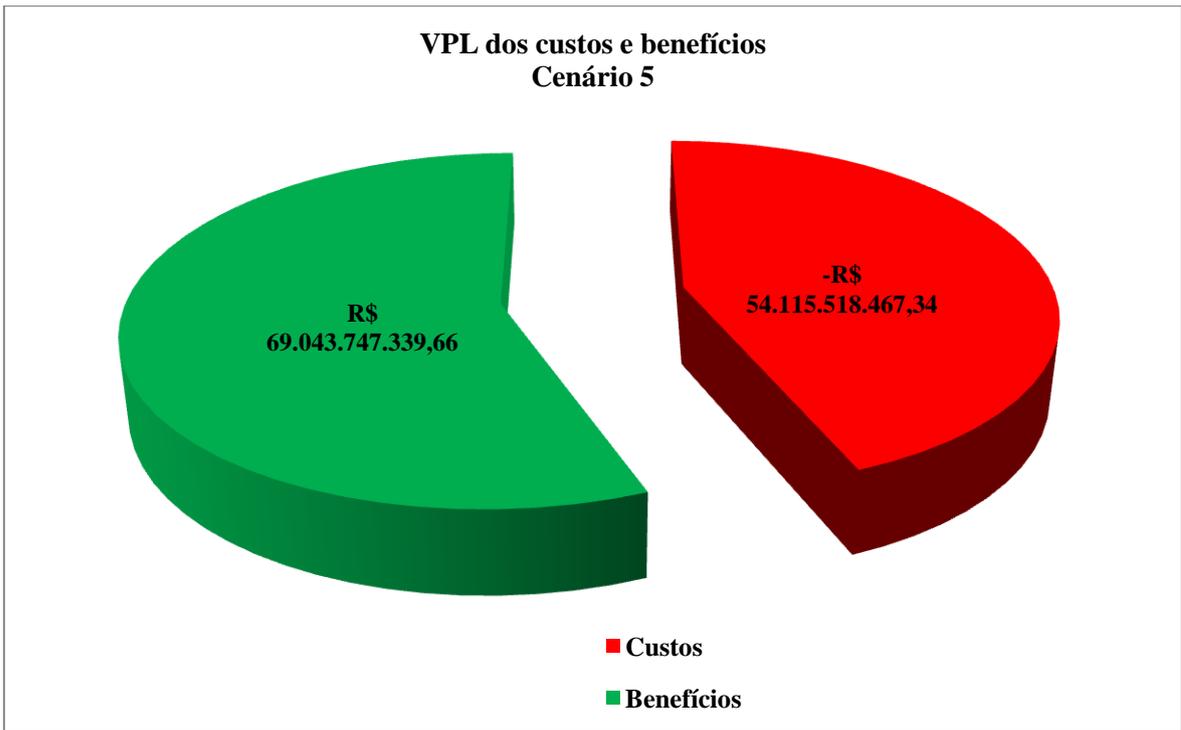


Figura D.24 - Valor Presente total dos custos e dos benefícios do Cenário 5.

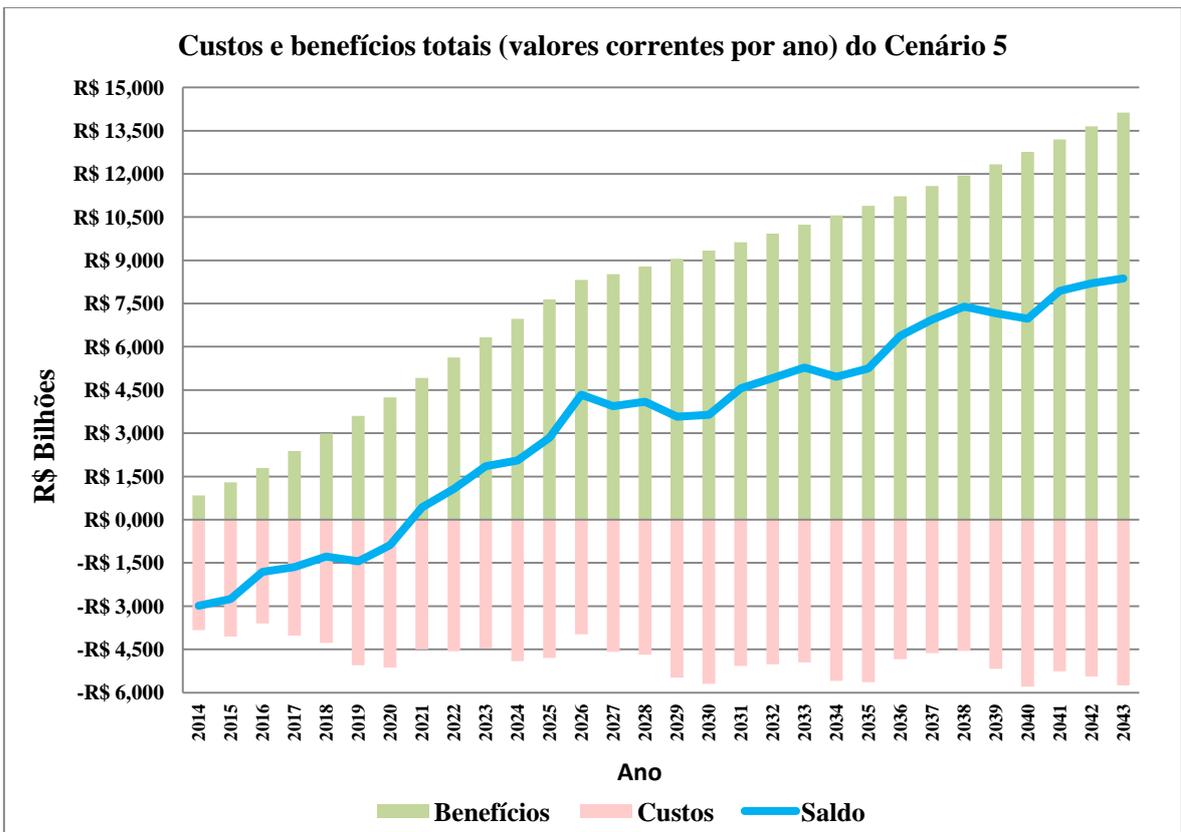


Figura D.25 - Saldo anual e custos e benefícios anuais totais do Cenário 5.