Universidade de São Paulo
Escola Politécnica

Jenny Paola González Pérez

Qualidade do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica: Indicadores, Limites, Compensações e Incentivos Regulatórios

São Paulo
2017

Universidade de São Paulo
Escola Politécnica

Jenny Paola González Pérez

Qualidade do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica: Indicadores, Limites, Compensações e Incentivos Regulatórios

Tese apresentada ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutor em Ciências.

Orientador:
Dr. Carlos Márcio Vieira Tahan.

São Paulo
2017

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 30 de janeiro de 2017.

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catalogação-na-publicação

Pérez, Jenny Paola González

Qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica: indicadores, limites, compensações e incentivos regulatórios / J. P. G. Pérez -- versão corr. -- São Paulo, 2017.

164 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Distribuição de Energia Elétrica I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Dedicatoria

Está tesis de doctorado la dedico con todo amor y cariño a mi esposo Valdomiro Vega García por su ayuda, comprensión y apoyo en esta importante fase de mi vida.

A mis hijos Anny Isabella, Xavier Alexander y David Camilo por ser la fuente de motivación para superarme a cada día.

A mis padres Pablo (Q.E.P.D y Olinda, a mis hermanos Clélia Janeth, Juan Pablo, Roddy Nelson y Ronald Albeiro quienes con sus palabras siempre me incentivaron a no desistir de mis ideales.

A mis compañeros y amigos, quienes sin esperar nada a cambio siempre compartieron su tiempo y conocimiento.

A todos ellos les debo el estar escribiendo estas palabras.

Agradecimentos

A Deus, que me dá saúde para aprender e me desenvolver a cada dia.

Ao meu orientador Prof. Dr. Carlos Márcio Vieira Tahan pela confiança e pela paciência em todas as etapas do trabalho.

Aos professores e colaboradores do Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia (ENERQ), que sempre me apoiaram.

À Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a EDP Bandeirantes, pela disponibilização dos dados, que foram essenciais para o estudo de caso.

À CAPES pelo apoio financeiro durante parte do programa de doutorado.

Aos colegas da AES Eletropaulo, pela amizade e por me dar a oportunidade de aplicar no dia a dia os conhecimentos aprendidos.

Resumo

Baseado nas melhores práticas internacionais, este trabalho apresenta uma proposta de melhoria do arcabouço regulatório baseados em quatro instrumentos regulatórios: indicadores, limites, compensações e incentivos/penalidades, com o objetivo de incentivar a melhoria da qualidade do serviço nos aspectos técnicos, comerciais, coletivos e individuais.

Em relação aos indicadores, a proposta está focada no acompanhamento da duração e a frequência das interrupções por meio de indicadores acumulados em períodos de apuração mensais e anuais. Desta forma, é desconsiderado o acompanhamento da máxima interrupção no período mensal, a fim de garantir que as concessionárias de energia que estão em melhor estágio de qualidade não sejam excessivamente penalizadas pelos limites estabelecidos para uma única interrupção.

Na política de compensações, a proposta consiste em trazer um maior equilíbrio entre os montantes pagos pelas concessionárias e o verdadeiro ressarcimento dos clientes com má qualidade do serviço. Para isto, são fixados limites individuais únicos para cada empresa, segregados em níveis de tensão e localização, utilizando o percentil 97% dos histogramas de frequência acumulada dos indicadores individuais realizados nos três anos anteriores ao ano da revisão tarifária periódica (limites mais flexíveis). No entanto, a fórmula de compensações foi modificada de tal forma que estes limites, quando violados, gerem compensações para o tempo total de desligamento, e não somente para o período acima do limite (metodologia ANEEL). Para os clientes, o resultado é o expressivo aumento de compensações, condizentes com os valores pagos pelo serviço. Para as empresas, abre-se a possibilidade de ter uma maior gestão dos tempos de reparo, tanto de atendimento emergencial quanto dos desligamentos programados.

Na metodologia de incentivos e penalidades a proposta visa direcionar as distribuidoras de energia, que estão em diferentes níveis de qualidade do serviço técnico e comercial, a melhorar

de forma integral a qualidade dos serviços prestados. Para tanto, utiliza-se mecanismos baseados em curvas exponenciais de custos vs. qualidade para os indicadores técnicos de duração e frequência das interrupções, e uma metodologia linear para o indicador comercial que representa os serviços comerciais executados dentro do prazo. Tal conceito traduz com maior fidedignidade os esforços/relaxamentos das distribuidoras para melhoria/piora dos indicadores e, por consequência, a definição de incentivos justos e condizentes com o atual estágio de qualidade das mesmas.

Abstract

Based on best international practices, this work presents a proposal to improve the regulatory framework based on four regulatory instruments: indicators, limits, compensation and incentives/penalties, in order to encourage the improvement of quality of service (QoS) in technical, commercial, collective and individual aspects.

Regarding the indicators, the proposal is focused on monitoring the duration and frequency of interruptions through accumulated indicators measured in monthly and annual periods. Thus, it does not consider the maximum measured interruption in the monthly period, in order to ensure that electricity distribution companies (EDC) in better quality stages are not excessively penalized by the limits for a single interruption.

In the compensation policy, this proposal shows a better balance between the amounts paid by EDC and the real compensation for customers with poor QoS. In order to achieve this goal, individual limits are fixed for each company, divided into voltage levels and location, using the 97% percentile of cumulative frequency histograms of individual indicators made in the three previous years of the periodic tariff review (more flexible limits). However, the compensation formula was modified such that these limits, when violated, can generate compensations for the total shutdown time, and not only for the period above the limit (ANEEL methodology). For customers, the result is a significant increase in compensation, consistent with the amounts paid for the service. For EDC, it opens up the possibility of having greater management of repair times, both for emergency assistance and scheduled shutdowns.

In this methodology of incentives and penalties the proposal aims to direct EDC, which are in different levels of quality of service (technical and commercial), to improve holistically the QoS provided. To do so, it uses mechanisms based on exponential cost curves vs. quality for the technical indicators of duration and frequency of interruptions, and a linear methodology for commercial indicator representing the commercial services performed by the deadline. This

concept better translates the effect of reliability efforts/relaxations by the EDC on the improvement/worsening of indicators and, consequently, the definition of fair and balanced incentives that are consistent with the current state of it QoS.

Sumário

LISTA DE FIGURAS x
LISTA DE TABELAS xiii
1 INTRODUÇÃO 1
1.1 Objetivos gerais 5
2 INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SERVIÇO 6
2.1 Interrupções de Longa Duração 6
2.2 Agrupamentos de Unidades Consumidoras 8
2.3 Indicadores de Continuidade Apurados no Brasil 10
2.4 Indicadores de Continuidade usados internacionalmente 12
2.5 Evolução dos Indicadores de Continuidade 17
3 PADRÕES MÍNIMOS DA QUALIDADE DO SERVIÇO 22
3.1 Padrões Individuais 22
3.2 Padrões Coletivos 24
3.3 Expurgo de Informações 30
3.3.1 Interrupções de Origem externa e Interrupções Programadas 31
3.3.2 Eventos Excepcionais 33
4 POLÍTICAS DE COMPENSAÇÕES 38
4.1 Reino Unido 38
4.2 França 40
4.3 Holanda 42
4.4 Espanha 43
4.5 Portugal 45
4.6 Suécia 47
4.7 Argentina 48
4.8 Brasil 50
5 POLÍTICAS DE INCENTIVOS / PENALIDADES 53

5.1 Indicadores Regulados 53
5.2 Relacionamento entre qualidade e receita 54
5.3 Política Norueguesa 56
5.4 Política Holandesa 57
5.5 Política Portuguesa 58
5.6 Política Italiana 59
5.7 Política Húngara 60
5.8 Política Brasileira 61
6 Análise Crítica da Regulação Brasileira 67
6.1 Metodologia para a Fixação de Limites Individuais 67
6.2 Tarifas Iguais vs. Limites de Continuidade Individual Diferenciados 73
6.3 Compensações Irrisórias e Percentagem de Clientes compensados 74
6.4 Desempenho vs. Compensações 78
6.5 Falta de Transparência no Cálculo das Compensações 80
6.6 Compensações trimestrais e anuais 83
7 Proposta de Melhoria do Arcabouço Regulatório da Qualidade do Serviço 85
7.1 Dados Utilizados 87
7.2 Indicadores Individuais 88
7.3 Limites de Continuidade Individual 89
7.3.1 Histogramas de Frequência Acumulada 90
7.3.2 Definição do Percentil-Limite 91
7.4 Política de Compensações 93
7.4.1 Aplicação do Modelo de Compensações 96
7.5 Política de Incentivos e Penalidades 101
7.5.1 Indicadores e Padrões Regulatórios 102
7.5.2 Política de Incentivos e Penalidades da Qualidade Técnica 103
7.5.3 Política de Incentivos e Penalidades da Qualidade Comercial 119
7.5.4 Aplicação dos Pesos na Fórmula de Incentivos e Penalidades da Qualidade do Serviço 121
7.5.5 Aplicação do Modelo de Incentivos e Penalidades 121
7.6 Metodologia de Compensações vs. Incentivos e Penalidades 125
8 Conclusões 127
8.1 Da Revisão Internacional 127

8.2 Da Proposta de Definição dos Limites Individuais e a Metodologia de Compensações 128
8.3 Da Proposta para o Modelo de Incentivos/Penalidades 129
8.4 Trabalhos Futuros 130
8.5 Artigos e Apresentações 131
9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 132
ANEXO A. HISTOGRAMAS DE FREQUÊNCIA ACUMULADA 137
ANEXO B. PERCENTIL LIMITE E LIMITES DOS INDICADORES 141

Lista de Figuras

Figura 1-1. Instrumentos Regulatórios. 2
Figura 1-2. Histórico das Compensações totais vs Compensação média. 3
Figura 1-3. Evolução dos indicadores DEC e FEC totais e apurados em relação aos limites regulatórios. 4
Figura 2-1. Evolução dos indicadores de continuidade SAIDI [3] e DEC [1]. 18
Figura 2-2. Evolução dos indicadores de continuidade SAIFI [3] e FEC [1]. 18
Figura 2-3. Distribuição percentual por tipologia de rede [3]. 19
Figura 2-4. Evolução de km de Linhas construídas, No. De Subestações e Investimentos em Portugal. 20
Figura 3-1. Limites dos indicadores mensais do PRODIST dos conjuntos para baixa tensão urbana. 23
Figura 3-2. Nível ótimo de qualidade com DAP do consumidor. 25
Figura 3-3. Nível ótimo de qualidade com Custos do Consumidor. 25
Figura 5-1. Política de Incentivos/Penalidades – Esquema linear. 54
Figura 5-3. Metodologia linear para o Cálculo do Fator Xq no Brasil [30]. 64
Figura 6-1. Frequência relativa e frequência relativa acumulada dos registros mensais do indicador FIC de um conjunto. 68
Figura 6-2. Exemplo: frequência acumulada mensal dos indicadores DIC, FIC e DMIC de um conjunto. 69
Figura 6-3. DIC 90% mensal vs. DEC apurado anual. 70
Figura 6-4. FIC 90% mensal vs. FEC apurado anual. 71
Figura 6-5. DIC 90% mensal vs. DEC meta anual. 72
Figura 6-6. FIC 90% mensal vs. FEC meta anual. 72
Figura 6-7. Limites PRODIST – DIC Mensal em baixa tensão urbana. 73
Figura 6-8. Dados de uma conta de energia de aproximadamente R$ 100. 75

Figura 6-9. Exemplo de compensação pela ultrapassagem dos limites mensais DIC e DMIC. 75
Figura 6-10. Evolução dos Indicadores de Continuidade DEC e FEC do Brasil e as compensações pagas pelas transgressões dos limites coletivos e individuais. 79
Figura 6-11. Fatura de abr/2014 cliente comercial – A4 Convencional Binômia. 80
Figura 6-12. Fatura de fev/2014 cliente comercial – A4 Convencional Binômia. 81
Figura 7-1. Exemplo do acompanhamento do DIC. 89
Figura 7-2. Histogramas de frequência acumulada..... 90
Figura 7-3. Representação gráfica da fórmula de compensação do DIC – PRODIST. ..93
Figura 7-4. Representação gráfica da fórmula de compensação do DIC – PRODIST vs. Proposta. 95
Figura 7-5. Compensações calculadas PRODIST vs. Proposta. 96
Figura 7-6. Quantidade de compensações calculadas PRODIST vs. Proposta..... 96
Figura 7-7. Compensações médias calculadas PRODIST vs. Proposta – BT_URB. 98
Figura 7-8. Compensações médias calculadas PRODIST vs. Proposta – BT_NURB. ..98
Figura 7-9. Compensações médias calculadas PRODIST vs. Proposta – MT_URB. 98
Figura 7-10. Compensações médias calculadas PRODIST vs. Proposta – MT_NURB. .99
Figura 7-11. % da Parcela B referente as compensações calculadas PRODIST vs. Proposta. 100
Figura 7-12. Metodologia ANEEL para o grupo das 25% melhores que atendem o padrão. 104
Figura 7-13. Investimentos vs. Qualidade oferecida pelas distribuidoras. 105
Figura 7-14. Reta de incentivo/penalidade para uma distribuidora com indicador (DEC ou FEC) entre 9 e 10 que atende ao padrão regulatório. 106
Figura 7-15. Reta de incentivo/penalidade para uma distribuidora com indicador (DEC ou FEC) entre 9 e 10 que não atende ao padrão regulatório. 106
Figura 7-16. DEC ou FEC vs. Saturação de incentivos (%). 108
Figura 7-17. DEC ou FEC vs. Saturação da variação anual de melhoria (%). 109
Figura 7-18. Saturação de incentivos vs. Saturação da variação anual de melhoria da qualidade. 109
Figura 7-19. DEC ou FEC vs. Saturação de Penalidades. 110
Figura 7-20. DEC ou FEC vs. Saturação da variação anual de piora. 110

Figura 7-21. Saturação de penalidades vs. Saturação da variação anual de piora da qualidade. 111
Figura 7-22. Reta de incentivo/penalidade para uma distribuidora com indicador (DEC ou FEC) entre 7 e 8 e que atende ao padrão regulatório. 112
Figura 7-23. DEC ou FEC vs. Saturação de incentivos (%). 115
Figura 7-24. DEC ou FEC vs. Saturação da variação anual de melhoria (%). 115
Figura 7-25. Saturação de incentivos vs. Saturação da variação anual de melhoria da qualidade. 115
Figura 7-26. DEC ou FEC vs. Saturação de penalidades (%). 116
Figura 7-27. DEC ou FEC vs. Saturação da variação anual de piora (%). 116
Figura 7-28. Saturação de incentivos vs. Saturação da variação anual de piora da qualidade. 117
Figura 7-29. Reta de incentivo/penalidade para uma distribuidora com indicador (DEC ou FEC) entre 7 e 8 e que não atende ao padrão regulatório. 117
Figura 7-30. Reta de incentivos/penalidades para o indicador comercial. 120
Figura 7-31. Comparativo de incentivos/penalidades do PRORET vs. Proposta. 124
Figura 7-32. Comparativo de incentivos/penalidades vs. Compensações - ANEEL vs. Proposta. 126
Figura A-1. Histogramas de frequência acumulada dos indicadores individuais de baixa tensão urbana. 137
Figura A-2. Histogramas de frequência acumulada dos indicadores individuais de baixa tensão não urbana. 138
Figura A-3. Histogramas de frequência acumulada dos indicadores individuais de média tensão urbana. 139
Figura A-4. Histogramas de frequência acumulada dos indicadores individuais de média tensão não urbana. 140

Lista de Tabelas

Tabela 2-1. Nível de detalhe dos indicadores apurados em diferentes países [6]. 8
Tabela 2-2. Formação de Conjuntos de Unidades Consumidoras [2]. 9
Tabela 2-3. Indicadores Individuais de continuidade do serviço no Brasil. 10
Tabela 2-4. Indicadores coletivos de continuidade do serviço dos conjuntos no Brasil. 11
Tabela 2-5. Indicadores coletivos de continuidade do serviço das empresas no Brasil. . 12
Tabela 2-6. Descrição dos indicadores de qualidade do serviço da IEEE [7]. 13
Tabela 2-7. Outros indicadores de qualidade do serviço usados na Europa [7]. 14
Tabela 2-8. Indicadores de qualidade do serviço usados por país [7]. 16
Tabela 3-1. Atributos físico-elétricos dos conjuntos. 26
Tabela 3-2. Categorização das áreas para atributos e compensações. 27
Tabela 3-3. Composição dos indicadores anuais DEC e FEC no Brasil (2015). 33
Tabela 3-4. Definição de eventos excepcionais em alguns países da Europa [3]. 34
Tabela 3-5. Histórico de expurgos por situação de emergência (2010 – 2015). 35
Tabela 4-1. Classificação das áreas de alimentação. 41
Tabela 4-2. Número máximo de interrupções anuais na França. 41
Tabela 4-3. Limites e valores das compensações em Holanda. 43
Tabela 4-4. Classificação das zonas de fornecimento na Espanha. 44
Tabela 4-5. Limites anuais de continuidade individuais na Espanha. 44
Tabela 4-6. Limites anuais de continuidade individual em Portugal. [24] 45
Tabela 4-7. Compensação pelo número de interrupções por ano em Portugal. 46
Tabela 4-8. Compensação pela duração das interrupções por ano em Portugal. 47
Tabela 4-9. Níveis de Compensação da Suécia. 48
Tabela 4-10. Limites individuais de continuidade do serviço na Argentina. 49
Tabela 4-11. Valorização da energia não fornecida na Argentina. 50
Tabela 4-12. Fórmulas de compensação pela ultrapassagem dos limites dos indicadores individuais. 51

Tabela 5-1. Valor da energia não distribuída em diferentes países de Europa [1]. 55
Tabela 5-2. Indicadores Fator XQ [30]. 61
Tabela 5-3. Pesos dos indicadores no cálculo do fator XQ [30]. 62
Tabela 5-4. Fórmulas da metodologia do fator Xq da ANEEL [30]. 66
Tabela 6-1. Comparativo 1 de compensações anuais de Portugal vs. empresas brasileiras. 77
Tabela 6-2. Comparativo 2 de compensações anuais de Portugal vs. empresas brasileiras. 78
Tabela 6-3. Itens considerados no cálculo do EUSD. 82
Tabela 6-4. Exemplo de cálculo de EUSD. 82
Tabela 7-1. Indicadores coletivos das empresas analisadas. 88
Tabela 7-2. Coeficientes de determinação R2 – BT_URB. 91
Tabela 7-3. Limites individuais para o DIC mensal – BT_URB. 92
Tabela 7-4. Fórmulas de compensação dos valores mensais da proposta. 94
Tabela 7-5. Compensações e diferenças calculadas PRODIST vs. Proposta. 97
Tabela 7-6. Valores médios totais calculados PRODIST vs. Proposta. 99
Tabela 7-7. Prazos regulados para o atendimento de serviços comerciais [36]. 103
Tabela 7-8. Definição das retas de cada intervalo de qualidade das empresas que atendem ao padrão regulatório. 113
Tabela 7-9. Definição das retas de cada intervalo de qualidade das empresas que não atendem ao padrão regulatório. 118
Tabela 7-10. Definição das retas de incentivos e penalidades do indicador QUALCOM. 121
Tabela 7-11. Resultados da aplicação da metodologia proposta. 122
Tabela B-1. Definição do percentil limite – Dados mensais. 141
Tabela B-2. Definição do percentil limite – Dados anuais. 142
Tabela B-3. Limites mensais do DIC. 143
Tabela B-4. Limites mensais do FIC. 144
Tabela B-5. Limites anuais do DIC. 145
Tabela B-6. Limites anuais do FIC. 146

1 Introdução

No momento em que se implanta um sistema de distribuição de energia elétrica, a população local imediatamente passa a ter inúmeros benefícios nas atividades produtivas e de lazer, criando-se uma dependência natural. A percepção da dependência da energia aparece quando os clientes constatam interrupções no fornecimento que interferem no desenvolvimento de suas atividades e, nesse sentido, é natural que se estabeleça um processo de discussão quanto à qualidade recebida. Desta forma, cabe ao poder concedente zelar pela qualidade da energia elétrica que será entregue aos clientes, através da emissão de leis e regulamentos que estabeleçam os critérios mínimos de qualidade a cumprir por parte das concessionárias, bem como os deveres de todos os clientes.

De modo geral, o marco regulatório da qualidade da energia elétrica está segregado em regulamentos que tratam separadamente a qualidade do produto, a qualidade comercial e a qualidade do serviço.

- A qualidade do produto avalia a conformidade de tensão em regime permanente e as perturbações na forma de onda de tensão.

- A qualidade comercial trata dos prazos de execução dos serviços estabelecidos e as penalidades em caso de violação de atividades que envolvem, dentre outros: obras para o atendimento inicial; formalização dos contratos; atividades regulares do ciclo de faturamento como: leitura, faturamento, entrega da fatura, cobrança e o pagamento; atendimento telefónico e reclamações.

- A qualidade do serviço estuda os impactos das interrupções no fornecimento de energia elétrica.

Na qualidade do serviço, objeto desta tese de doutorado, o órgão regulador deve garantir o equilíbrio entre os clientes e os agentes prestadores do serviço, a fim de reduzir o prejuízo causado pelas interrupções (clientes) e as incertezas associadas à tomada de decisão sobre os investimentos que serão remunerados (empresas).

Nesse contexto, a qualidade do serviço de energia elétrica é controlada através de quatro instrumentos regulatórios presentes na regulação do tema:

- Indicadores de continuidade
- Padrões mínimos de qualidade
- Políticas de compensações e
- Políticas de incentivos/penalidades.

Em termos gerais, os indicadores de continuidade monitoram a duração e a frequência das interrupções. A partir dos indicadores se estabelecem padrões mínimos de qualidade tanto para clientes (valores individuais) quanto para agrupamentos (conjuntos, concessionárias, etc.). O prejuízo causado pela violação dos padrões mínimos de qualidade é avaliado para cada cliente em forma de compensação; e/ou por agrupamento em forma de incentivo/penalidade que se reflete diretamente na tarifa de energia, afetando todos os clientes do agrupamento. A Figura 1-1, representa graficamente a segregação desses quatro instrumentos regulatórios desde um enfoque coletivo e um enfoque individual.

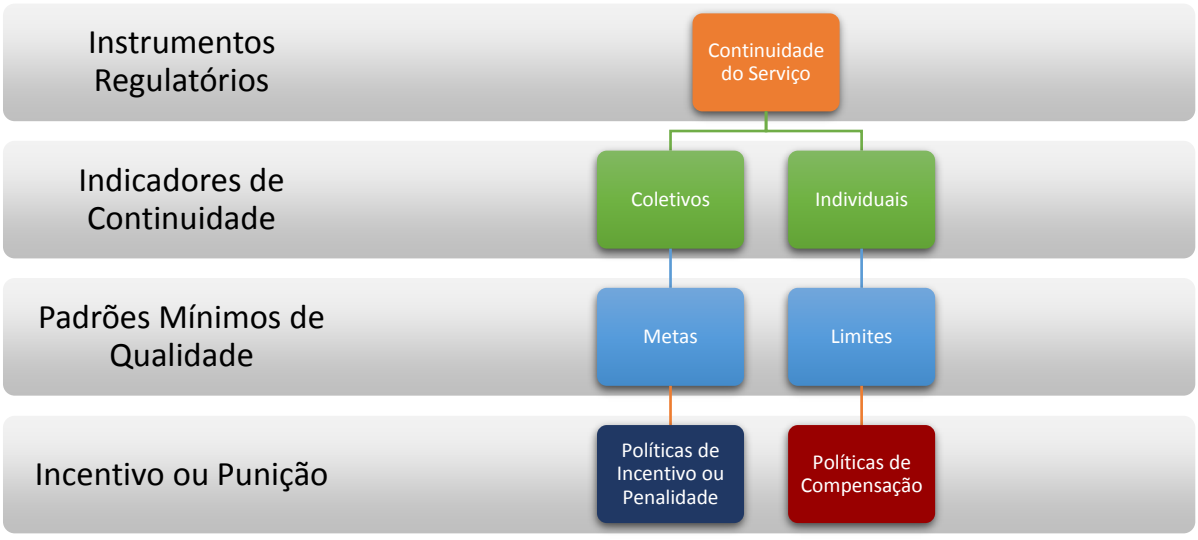


Figura 1-1. Instrumentos Regulatórios.

Atualmente, no Brasil, a metodologia da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica [1] estabelece limites de continuidade individual em função das metas coletivas de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção per Unidade Consumidora) para cada um dos conjuntos de unidades consumidoras. Como as metas de DEC e FEC não são, necessariamente, as mesmas para todos os conjuntos de uma área de concessão, a metodologia da ANEEL resulta em limites diferenciados para clientes de uma mesma classe tarifaria, onde os conjuntos com cargas concentradas, como os centros de cidades, têm limites muito mais rigorosos que aqueles com cargas localizadas na periferia. Para os conjuntos das periferias, isto deriva, em muitos casos, em compensações individuais com valores irrisórios e, consequentemente, em inconformidades devido à falta de relação entre o valor pago pelo serviço de energia e a expectativa de indenização pela interrupção de energia.

Para as empresas, este cenário também é desfavorável em função da quantidade de compensações, uma vez que as compensações que não são representativas individualmente, quando somadas, se tornam um montante expressivo que poderia ser investido na melhoria da qualidade do serviço. Estes fatos são demonstrados na figura abaixo, onde se compara o valor das compensações médias pela ultrapassagem dos limites de continuidade individual, nos anos de 2010 a 2015 vs. o montante total pago ao consumidor, de todas as concessionárias do Brasil.

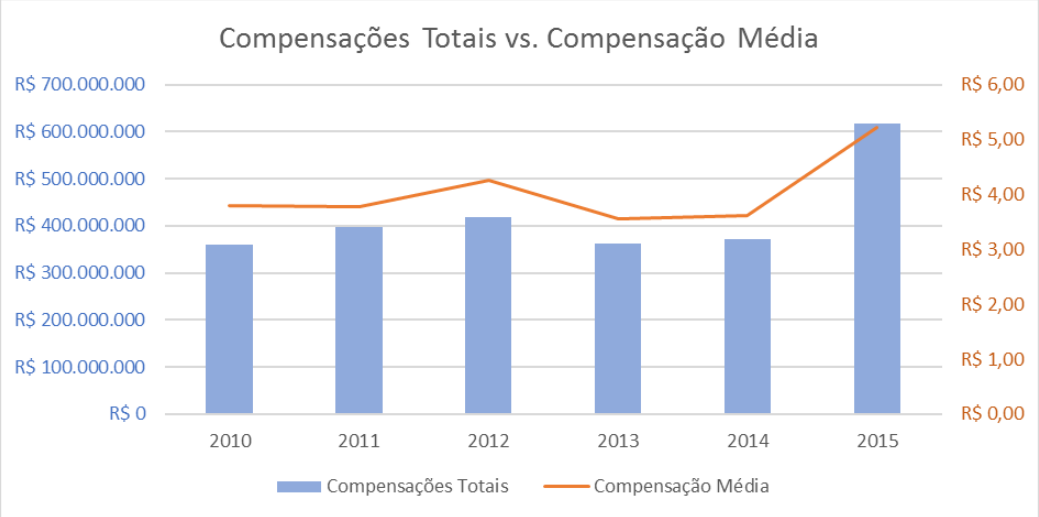


Figura 1-2. Histórico das Compensações totais vs Compensação média.

No que diz respeito aos incentivos e penalidades para melhoria da qualidade coletiva, a regulamentação atual não estabelece um incentivo econômico real de melhoria da qualidade, pois, financeiramente é mais barato pagar compensações do que fazer investimentos focados unicamente na melhoria da qualidade. Essa teoria é corroborada pela evolução dos indicadores de continuidade coletiva DEC e FEC da Figura 1-3, a qual compara os indicadores totais (experimentados pelo cliente) e os indicadores apurados (usados em incentivos/penalidades), em relação aos limites regulatórios.

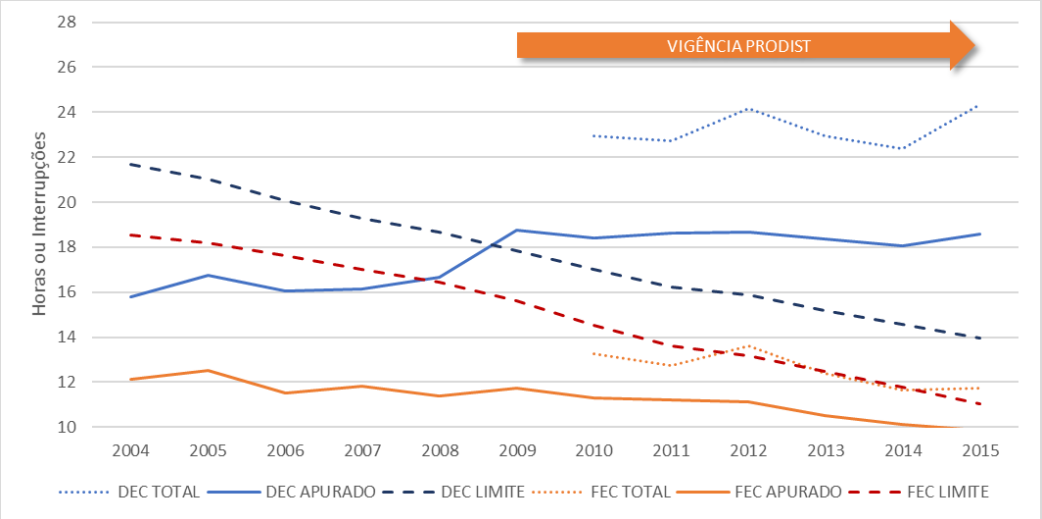


Figura 1-3. Evolução dos indicadores DEC e FEC totais e apurados em relação aos limites regulatórios.

Na figura acima, nota-se o significativo retrocesso (valores mais altos) dos indicadores nos últimos anos, especialmente a partir da entrada em vigência do PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, onde os indicadores totais e apurados apresentam grandes diferenças devido, principalmente, ao expurgo de eventos em dias críticos e às interrupções em situação de emergência, que terminam mascarando o desconforto real experimentado pelos clientes.

Diante do exposto, a partir do estudo das melhores práticas internacionais, este trabalho propõe uma metodologia de compensações baseada no acompanhamento de indicadores individuais (DIC e FIC) nos períodos de apuração mensal e anual. Sendo que, para cada empresa será calculado um limite único em cada nível de tensão (BT e MT) e localização (Urbana e Rural), utilizando o percentil 97% dos histogramas de frequência acumulada dos indicadores individuais realizados durante os três anos anteriores ao ano de revisão tarifária periódica. Esses

limites irão diminuindo na mesma proporção em que diminuem as metas coletivas de DEC e FEC da empresa durante o ciclo. Está metodologia de certa forma flexibiliza os limites atuais, dando a possibilidade de uma maior gestão do tempo de reparo por parte das distribuidoras para reduzir significativamente a quantidade de clientes compensados. No entanto, quando há violação dos limites, a compensação é calculada para todo o tempo de desligamento, e não somente para o período da violação (metodologia ANEEL), o que resulta em valores de compensação significativos, em relação aos valores das faturas.

A proposta para a metodologia de incentivos e penalidades visa direcionar as distribuidoras de energia, que estão em diferentes níveis de qualidade do serviço técnico e comercial, a melhorar de forma integral a qualidade dos serviços prestados. Para tanto, utiliza-se mecanismos baseados em curvas exponenciais de custos vs. qualidade para os indicadores técnicos e uma metodologia linear para o indicador comercial. Tal conceito traduz com maior fidedignidade os esforços/relaxamentos das distribuidoras para melhoria/piora dos indicadores e, por consequência, a definição de incentivos justos e condizentes com o atual estágio de qualidade das mesmas.

1.1 Objetivos gerais

Os objetivos gerais do trabalho são:

- Realizar uma análise comparativa internacional dos quatro instrumentos regulatórios da qualidade do serviço (Capítulos 2, 3, 4 e 5);

- Desenvolver uma análise crítica da atual regulação brasileira para identificar elementos de aprimoramento do arcabouço regulatório (Capítulo 6); e

- Elaborar uma proposta de melhoria do regulamento de qualidade do serviço no referente aos quatro instrumentos regulatórios: Indicadores, limites, compensações e incentivos /penalidades (Capítulo 7).

2 Indicadores de Continuidade do Serviço

Quantificar e comparar a continuidade do fornecimento de energia em diferentes áreas requer indicadores de continuidade definidos de forma transparente e única. As análises estatísticas e as equações usadas nos cálculos dos indicadores de qualidade devem medir os mesmos parâmetros independentemente da terminologia adotada em cada região. No caso internacional, esta é uma tarefa não trivial levando em conta que há diferentes definições e métodos de apuração. Contudo, apesar das diferenças nos cálculos e na definição dos indicadores de qualidade do serviço de cada país, a duração e a frequência das interrupções são os principais parâmetros que avaliam o desempenho das distribuidoras. Isto porque tanto a quantidade quanto a duração das interrupções causam enormes prejuízos à sociedade. De acordo com [1], em conjunto, esses parâmetros descrevem os aspectos mais relevantes da regulação da qualidade do serviço a serem monitorados e servem como base comparativa para análises regulatórias entre países.

2.1 Interrupções de Longa Duração

Antes de definir as métricas monitoradas, deve ser definido o tempo que será considerado como interrupção de longa duração, atribuídas à qualidade do serviço, e os fatos geradores das mesmas. As interrupções de curta duração (inferiores a alguns minutos) não fazem parte deste estudo e são abordadas principalmente em trabalhos relacionados à qualidade do produto. Assim, deste ponto em diante, o termo interrupção faz referência às interrupções de longa duração.

No Brasil (Procedimentos de Distribuição – PRODIST [2]) e na maioria de países de Europa associados à CEER – Council of European Energy Regulators, onde se aplica o padrão de tempo da European standard EN 50160 [3], são consideradas interrupções de longa duração aquelas ocorrências que superem os 3 minutos. Já em países como Estados Unidos e Canadá [4], a grande maioria de empresas distribuidoras de energia usam o padrão IEEE Std 1366 – 2003 [5] com durações superiores a 5 minutos. Na América Latina, países como Chile, Argentina e Colômbia também adotaram o padrão de 3 minutos no cálculo dos indicadores de qualidade do serviço.

No que concerne ao fato gerador das descontinuidades, as interrupções de longa duração se classificam em três tipos de causas:

- Interrupção Programada: é, na maioria dos casos, parte dos esforços das empresas distribuidoras para melhorar a continuidade do fornecimento, e devem ser informadas aos clientes com antecedência, para minimizar os prejuízos decorrentes das interrupções.

- Interrupção Não Programada: Interrupção intempestiva, sem possibilidade de programação e caracterizada pela urgência na execução de serviços ou de manobras.

- Interrupção de Força Maior: Interrupção motivada por caso fortuito ou de força maior, desde que não se caracterize como responsabilidade técnica ou de manutenção do sistema. Representa os desligamentos causados por eventos climáticos extremos, terrorismo, etc.

No *5th Benchmarking report on quality of electricity supply 2011* [6] dos países membros da CEER (emitido em abril de 2012), os indicadores de duração e frequência são apresentados em gráficos diferentes para interrupções programadas e interrupções não programadas, incluindo e excluindo os eventos de força maior. Esta classificação permite identificar principalmente o efeito de eventos extremos nos indicadores de continuidade do serviço, assim como o tempo médio que as distribuidoras gastam em obras de melhoria/manutenção do sistema, desde que informadas aos clientes (unidades consumidoras ou pontos de conexão) com antecedência.

2.2 Agrupamentos de Unidades Consumidoras

Internacionalmente, o nível de detalhe dos indicadores, além do tipo de causa (planejada, não planejada e de força maior) também dependem da formação dos agrupamentos de controle. Assim sendo, existem países que apuram os indicadores de continuidade do serviço segundo a localização dos pontos de entrega (urbana / suburbana / rural), os tipos de clientes (residencial / comercial / industrial / rural, etc.), nível de tensão que originou a falha (rede supridora, redes AT / MT / BT da concessionária) ou tipos de redes (aéreas ou subterrâneas).

A Tabela 2-1 apresenta o resultado do levantamento internacional do *5th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply* [6], em referência aos agrupamentos considerados no cálculo dos indicadores de continuidade do serviço.

Tabela 2-1. Nível de detalhe dos indicadores apurados em diferentes países [6].

País	Nacional	Operadores do Sistema	Regional	Unidade Consumidora	Nível de Tensão	Causas	Urbano / Rural	R. Aéreas / R. Subterrâneas
Áustria	●	●			●	●		
Bulgária	●			●	●	●		●
Chipre			●		●	●	●	●
Checoslováquia		●			●	●		
Dinamarca				●	●	●		
Estônia				●	●	●		
Finlândia		●			●			
França		●		●	●	●	●	●
Alemanha	●	●			●	●		
Grã-Bretanha		●		●	●	●		●
Grécia		●			●	●	●	
Hungria	●	●		●	●	●		●
Irlanda	●	●			●			
Itália					●	●	●	
Letónia		●						
Lituânia		●		●	●	●	●	●
Luxemburgo		●			●	●		
Holanda	●	●			●	●		
Noruega	●	●		●	●	●		●
Polônia	●	●						
Portugal	●	●		●	●	●	●	
România	●	●			●	●	●	
Eslováquia	●	●			●			
Eslovênia	●	●		●	●	●	●	●
Espanha			●	●		●	●	
Suécia	●	●	●	●	●			

Nota-se que na Europa existe uma tendência geral para realizar o acompanhamento dos indicadores dos operadores do sistema, dos níveis de tensão e dos tipos de causas que incluem

programadas, não programadas e por força maior. Com menor frequência aparecem os indicadores por Região, por zonas urbanas e rurais e por tipologia de rede classificada em redes aéreas e subterrâneas. Maiores detalhes das particularidades de cada país podem ser encontrados em [6].

No Brasil, os agrupamentos para o cálculo dos indicadores coletivos de continuidade estão baseados em conjuntos de unidades consumidoras que dividem a área de atuação das empresas. Deste modo, os indicadores coletivos de uma empresa são calculados a partir da ponderação dos indicadores dos conjuntos pelo número de unidades consumidoras dos mesmos.

De acordo com o módulo 8 do PRODIST [2], o conjunto de unidades consumidoras é definido por Subestação de Distribuição – SED, onde a abrangência do conjunto deve ser as redes MT à jusante da SED e de propriedade da distribuidora. As regras para a conformação dos conjuntos são apresentadas na Tabela 2-2.

Tabela 2-2. Formação de Conjuntos de Unidades Consumidoras [2].

Restrição de Unidades Consumidoras	Conformação dos conjuntos
SED ≤ 1.000	Devem ser agregadas a outras, formando um único conjunto
1.000 < SED ≤ 10.000	Podem ser agregadas a outras, formando um único conjunto
SED > 10.000	É vedada a agregação de duas ou mais SED cujos números de unidades consumidoras sejam superiores a 10.000

No tocante à apuração dos indicadores coletivos de continuidade dos conjuntos, e diferentemente de muitas regulações internacionais [6], a regulação brasileira não estabelece uma diferenciação dos indicadores em níveis de tensão (BT, MT, AT). No entanto, o conceito de conjunto elétrico é a base da fiscalização de indicadores para: o estabelecimento de padrões mínimos de qualidade; o sistema de compensações por transgressão dos limites individuais de continuidade; e o cálculo dos incentivos/penalidades das distribuidoras. Uma análise crítica do uso dos conjuntos para o sistema de compensações de unidades consumidoras será feita no Capítulo 6. Análise Crítica da Regulação Brasileira.

2.3 Indicadores de Continuidade Apurados no Brasil

A qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras, assim como o desempenho geral do sistema elétrico são avaliados pela ANEEL — Agência Nacional de Energia Elétrica [1] com base em indicadores coletivos e individuais. Em termos coletivos, a ANEEL analisa o desempenho das empresas não apenas através dos valores apurados de cada indicador em relação aos padrões regulatórios de cada empresa, mas também através da comparação para gerar o Ranking de Qualidade das distribuidoras. Em termos de indicadores individuais, as distribuidoras de energia elétrica devem apurar a qualidade do serviço prestado a cada cliente ou unidade consumidora através dos indicadores apresentados na Tabela 2-3. De acordo com o módulo 8 do PRODIST [2], esses indicadores são a base de cálculo dos indicadores coletivos.

Tabela 2-3. Indicadores Individuais de continuidade do serviço no Brasil.

Indicadores Individuais	Fórmula	Descrição
DIC *Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora*	$DIC = \sum_{i=1}^{n} t(i)$	Indica o intervalo de tempo acumulado que, no período de apuração, em cada unidade consumidora ocorreu interrupção da distribuição de energia elétrica [horas e centésimos de hora].
FIC *Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora*	$FIC = n$	Indica o número de interrupções ocorridas, no período de apuração, em cada unidade consumidora.
DMIC *Duração Máxima de Interrupção Individual por Unidade Consumidora*	$DMIC = t(i)\max$	Indica o intervalo de tempo máximo e continuo em que ocorreu interrupção da prestação de serviço em uma unidade consumidora, no período de apuração [horas e centésimos de hora].
DICRI *Duração da Interrupção Individual ocorrida em dia crítico por Unidade Consumidora (horas):*	$DICRI = t_{CRÍTICO}$	Indica o intervalo de tempo que, no dia crítico, em cada unidade consumidora ocorreu interrupção da distribuição de energia elétrica, [horas e centésimos de hora].

Onde:

i	=	Índice de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração, varia de 1 a n.
n	=	Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração.
t(i)	=	Duração de cada interrupção *(i)* da unidade consumidora considerada, no período de apuração.
*t(i)*max	=	Tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.
tcrítico	=	Duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

Os indicadores DIC e FIC indicam por quanto tempo e o número de vezes, respectivamente, que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica durante os períodos de apuração mensais, trimestrais e anuais. O DMIC é um indicador que monitora o tempo máximo das interrupções mensais. O DICRI é um indicador específico para interrupções ocorridas em dias críticos, onde a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, supera a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários dos 24 meses anteriores ao ano em curso [2].

Os indicadores individuais são a base para o cálculo dos indicadores coletivos que representam parte do sistema (conjunto) ou o sistema como um todo (empresa). Assim, a qualidade do fornecimento, a nível de sistema, é monitorada através dos indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção per Unidade Consumidora).

O DEC indica o número de horas, em média, que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica durante períodos de tempo mensais, trimestrais e anuais. Já o FEC indica quantas vezes, em média, houve interrupções nas unidades consumidoras, no período considerado. Em um primeiro nível de controle coletivo, estes indicadores estão circunscritos aos conjuntos de unidades consumidoras, conforme apresentado na Tabela 2-4.

Tabela 2-4. Indicadores coletivos de continuidade do serviço dos conjuntos no Brasil.

Indicadores Coletivos dos Conjuntos	Fórmula	Descrição
DEC *Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora*	$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc}$	Indica o intervalo de tempo, em média, em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em cada unidade consumidora do conjunto considerado, no período de apuração, em horas.
FEC *Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora*	$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc}$	Indica o número de vezes, em média, em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em cada unidade consumidora do conjunto considerado, no período de apuração.
Onde: i = Índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto. Cc = Número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração (mensal, trimestral ou anual), atendidas em BT ou MT.		

O cálculo dos indicadores coletivos das empresas distribuidoras de energia é realizado a partir da ponderação dos indicadores coletivos dos seus conjuntos, pelo número de unidades consumidoras que os mesmos atendem. A Tabela 2-5 apresenta as fórmulas de cálculo dos indicadores DEC e FEC das empresas.

Tabela 2-5. Indicadores coletivos de continuidade do serviço das empresas no Brasil.

Indicadores Coletivos das Empresas	Fórmula	Descrição
DEC *Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora*	$DEC_{EMPRESA} = \frac{\sum_{i=1}^{M} DEC_i \cdot Cc_{MED_i}}{\sum_{i=1}^{M} Cc_{MED_i}}$	Indica o intervalo de tempo, em média, em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em cada unidade consumidora da empresa, em horas.
FEC *Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora*	$FEC_{EMPRESA} = \frac{\sum_{i=1}^{M} FEC_i \cdot Cc_{MED_i}}{\sum_{i=1}^{M} Cc_{MED_i}}$	Indica o número de vezes, em média, em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em cada unidade consumidora da empresa, no período de apuração.

Onde:

i	=	Índice do conjunto.
M	=	Número total de Conjuntos
Cc_{MED_I}	=	Número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração (mensal, trimestral ou anual), atendidas em BT e/ou MT do Conjunto i.
DEC_i	=	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora do Conjunto i no período apurado.
FEC_i	=	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora do Conjunto i no período apurado.

Todos os aspectos regulatórios do assunto estão consignados no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST [2].

2.4 Indicadores de Continuidade usados internacionalmente

O padrão internacional IEEE 1366 de 2003 [5], usado nos EUA e no Canadá, apresenta um conjunto de termos e definições que promovem a universalização dos indicadores de qualidade de energia, através da identificação dos fatores que afetam a qualidade do serviço, incentivando as análises comparativas entre as empresas distribuidoras de energia. Os países membros da

CEER e os países da América Latina como Chile, Argentina e Colômbia também utilizam vários dos indicadores de continuidade expostos no guia IEEE, às vezes com nomenclatura e ponderação diferentes, mas com significados semelhantes, permitindo a comparação internacional dos indicadores de continuidade. Na sequência, a Tabela 2-6 e a Tabela 2-7 [7] apresentam os indicadores de qualidade do serviço usados nos padrões IEEE e na Europa.

Tabela 2-6. Descrição dos indicadores de qualidade do serviço da IEEE [7].

Indicadores IEEE Std 1366 -2003	Fórmulas e Definições
SAIDI *System Average Interruption Duration Index*	$\frac{\sum r_i \cdot N_i}{N_T} = \frac{\sum \text{Customer interruption durations}}{\text{Total number of customers served}}$
SAIFI *System Average Interruption Frequency Index*	$\frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{\sum \text{Total number of customer interruptions}}{\text{Total number of customers served}}$
CAIDI *Customer Average Interruption Duration Index*	$\frac{\sum r_i \cdot N_i}{\sum N_i} = \frac{\sum \text{Customer interruption durations}}{\text{Total number of customers interruptions}}$
CTAIDI *Customer Total Average Interruption Duration Index*	$\frac{\sum r_i \cdot N_i}{CN} = \frac{\sum \text{Customer interruption durations}}{\text{Total number of customers interrupted}}$
CAIFI *Customer Average Interruption Frequency Index*	$\frac{\sum N_i}{CN} = \frac{\sum \text{Total number of customer interruptions}}{\text{Total number of customers interrupted}}$
ASAI *Average Service Availability Index*	$\frac{N_T \cdot (\text{No. hours/yr}) - \sum r_i \cdot N_i}{N_T \cdot (\text{No. hours/yr})} = \frac{\text{Customer hours service availability}}{\text{Customer hours service demand}}$
CEMI$_n$ *Customers experiencing multiple interruptions*	$\frac{CN_{k>n}}{N_T} = \frac{\text{Total number of customers with more than n sustained interruptions}}{\text{Total number of customers served}}$
ASIDI *Average System Interruption Duration Index*	$\frac{\sum r_i \cdot L_i}{L_T} = \frac{\sum \text{Connected kVA duration of load interrupted}}{\text{Total connected kVA served}}$
ASIFI *Average System Interruption Frequency Index*	$\frac{\sum L_i}{L_T} = \frac{\sum \text{Total connected kVA of load interrupted}}{\text{Total connected kVA served}}$

Indicadores IEEE Std 1366 -2003	Fórmulas e Definições

Where:

i	=	Denotes an interruption event.
r_i	=	Restoration time for each interruption event.
N_i	=	Number of interrupted customers for each sustained interruption event during the reporting period.
N_T	=	Total number of customers served for the areas.
CN	=	Total number of customers who have experienced a sustained interruption during the reporting period.
$CN_{k>n}$	=	Total number of customers who have experienced more than n sustained interruptions during the reporting period.
L_i	=	Connected kVA load interrupted for each interruption event.
L_T	=	Total connected kVA load served.

Tabela 2-7. Outros indicadores de qualidade do serviço usados na Europa [7].

Outros Indicadores Usados na Europa	Definição
CMI *Customer Minutes Lost*	É usado no Reino Unido como sinônimo de SAIDI
CI *Customer Interruptions*	É usado no Reino Unido, se calcula com a mesma equação do SAIFI, mas se expressa em número de interrupções por cada 100 consumidores.
END *Energy Not Supplied*	Calcula o total de energia não fornecida aos usuários que sofreram interrupções. $\sum E_i$ E_i = Energia não fornecida a cada usuário
TIEPI *Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada*	É usado na Espanha e Portugal, ao igual que SAIDI calcula a duração média das interrupções do sistema. $\frac{\sum S_i \cdot r_i}{S_T}$ S_i = Potência instalada nos centros de transformação de MT/BT mais a potência contratada de MT afetada pela interrupção. r_i = Duração da interrupção. S_T = Somatória da potência instalada de todos os centros de transformação de MT / BT da distribuidora mais o total da potência contratada em MT.
NIEPI *Número de interrupciones equivalente de la potencia instalada*	É usado na Espanha, como alternativa do SAIFI para quantificar a média das interrupções do sistema. $\frac{\sum S_i}{S_T}$ S_i = Potência instalada nos centros de transformação de MT/BT mais a potência contratada de MT afetada pela interrupção. S_T = Somatória da potência instalada de todos os centros de transformação de MT / BT da distribuidora mais o total da potência contratada em MT.

Outros Indicadores Usados na Europa	Definição
END *Energy Not Distributed*	Calcula a energia que não fornecida aos usuários no período de um ano. $\frac{E_T \cdot TIEPI}{T}$ E_T = Fluxo de energia total no sistema de distribuição no ano de análise. T = Número de horas do ano.
AIT *Average Interruption Time*	Indicador de qualidade do serviço da transmissão de energia. Mede o tempo que o fornecimento de energia ficou interrompido. $AIT = \frac{60 \cdot \sum E_i}{P_T}$ E_i = Energia não fornecida a cada usuário [MWh]. P_T = Potência média fornecida pelo sistema [MW].
AIF *Average Interruption Frequency*	Indicador de qualidade do serviço da transmissão de energia. Mede o número de vezes que o fornecimento de energia ficou interrompido. $AIF = \frac{\sum P_i}{P_T}$ P_i = Potência interrompida em cada evento [MW]. P_T = Potência média fornecida pelo sistema [MW].
AID *Average Interruption Duration*	Indicador de qualidade do serviço da transmissão de energia. Mede a duração média das interrupções. $AID = \frac{60 \cdot \sum E_i}{\sum P_i}$ E_i = Energia não fornecida a cada usuário [MWh]. P_i = Potência interrompida em cada evento [MW].
SARI *System Average Restoration Index*	Usado no Portugal, quantifica a duração média de uma interrupção. É calculado separadamente para a rede de transmissão considerando os pontos de entrega da energia. $SARI = \frac{\sum r_i}{NI}$ r_i = Duração da interrupção. NI = Número total de interrupções

Os indicadores SAIDI, SAIFI e CAIDI são normalmente ponderadas pelo número de consumidores, no entanto, alguns países usam outros tipos de ponderação nos cálculos dos seus indicadores que podem gerar distorções na hora de fazer comparativos diretos entre indicadores (por exemplo, o TIEPI/NIEPI). Organizações como a CEER padronizam [6], na medida do possível, a informação solicitada em seus países membros, para que os indicadores SAIDI e SAIFI informados sejam calculados considerando todos os níveis de tensão e ponderados pelo número de consumidores. A Tabela 2-8 apresenta um resumo dos indicadores de qualidade do

serviço e a ponderação usada nos cálculos de vários países do continente Americano e da Europa.

Tabela 2-8. Indicadores de qualidade do serviço usados por país [7].

PAÍS	INDICADORES	PONDERAÇÃO
África do Sul	SAIDI/ SAIFI/CAIDI	Número de consumidores
Alemanha	SAIDI/ SAIFI	Número de consumidores
Argentina	SAIDI/ SAIFI	Número de consumidores
Áustria	ASAIDI/ ASAIFI/ END	Potência interrompida
Bélgica	SAIDI/ SAIFI/CAIDI/AIT/AIF/AID	Número de consumidores
Canadá	SAIDI/ SAIFI/CAIDI	Número de consumidores
Dinamarca	SAIDI/ SAIFI/ END	Número de consumidores
Eslovênia	SAIDI/SAIFI	Número de consumidores
Espanha	TIEPI/NIEPI	Capacidade dos Transformadores
Estônia	SAIDI/ SAIFI/CAIDI	Número de pontos de entrega
EUA	SAIDI/ SAIFI/CAIDI	Número de consumidores
Finlândia	SAIDI/ T-SAIDI/ T-SAIFI	Consumo anual de energia
França	SAIFI/ END/AIT	Número de pontos de entrega
Holanda	SAIDI/ SAIFI/CAIDI	Número de consumidores
Hungria	SAIDI/ SAIFI	Número de consumidores
Itália	SAIDI/ SAIFI/END/AIT	Índices individuais sem peso
Lituânia	SAIDI/ SAIFI	Número de consumidores
Luxemburgo	SAIDI/ SAIFI/ END/AIT	Número de consumidores
Noruega	SAIDI/SAIFI/CAIDI/CTAIDI/CAIFI/END	Número de consumidores
Polônia	SAIDI/ SAIFI	Número de consumidores
Portugal	SAIDI/SAIFI/END/AIT/SARI/TIEPI	Número de pontos de entrega
Reino Unido	CI/CML	Número de consumidores
República Tcheca	SAIDI/ SAIFI	Número de consumidores
Romênia	SAIDI/ SAIFI/ END/AIT	Número de consumidores
Suécia	SAIDI/SAIFI/ END/AIT	Número de consumidores

A partir das tabelas apresentadas, torna-se claro que os indicadores coletivos de duração e frequência SAIDI (DEC) e SAIFI (FEC) são índices básicos nos estudos de *benchmarking* relatados em quase todos os países, embora com nomes diferentes e/ou com diferentes formas de ponderação das interrupções.

Contudo, a depender do método de ponderação, os indicadores podem ter maior ou menor impacto, em relação a diferentes tipos de clientes:

- Quando a ponderação é baseada no número de utilizadores de rede, todos os clientes são tratados da mesma forma, independentemente do seu nível de consumo.

- Quando a ponderação é baseada na energia interrompida (END), uma interrupção recebe um peso maior quando o total de energia interrompida é maior, dando prioridade aos clientes com maior demanda e nos períodos de maior consumo.

Qualquer ponderação baseada em potência e energia é tendenciosa para os clientes da rede com maior demanda. Como esses usuários normalmente sofrem menos interrupções e com menor duração, os indicadores resultam em valores um pouco mais baixos do que os apurados com ponderação com base no número clientes da rede.

2.5 Evolução dos Indicadores de Continuidade

Desde o ano 2001, a CEER vem fazendo acompanhamento da qualidade do fornecimento de energia elétrica dos seus países membros em três principais aspectos: Qualidade do Serviço, Qualidade do Produto e Qualidade Comercial. No relatório disponibilizado, em fevereiro de 2015, com o nome de *Benchmarking Report 5.2 on Quality of Electricity Supply* [8], a CEER apresenta a evolução dos indicadores SAIDI (minutos perdidos por ano) e SAIFI (número de interrupções por ano) de 28 países no período de 1999 até 2013, e divide os indicadores em causas programadas e causas não programadas, incluindo e excluindo os eventos de força maior. No entanto, o documento alerta do cuidado que se deve ter no comparativo direto dos valores apresentados, pois nem todos os países incluem em suas estatísticas os incidentes de todos os níveis de tensão. A maioria dos países declara que as interrupções em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) são monitoradas, mas ao mesmo tempo os dados relativos, por exemplo, a interrupções programadas podem estar disponíveis só para alguns níveis de tensão. Para efeitos comparativos com os indicadores apurados do Brasil, os dados internacionais apresentados na Figura 2-1 e na Figura 2-2 correspondem aos indicadores SAIDI e SAIFI de causas programadas e não programadas excluindo os eventos excepcionais e/ou de força maior.

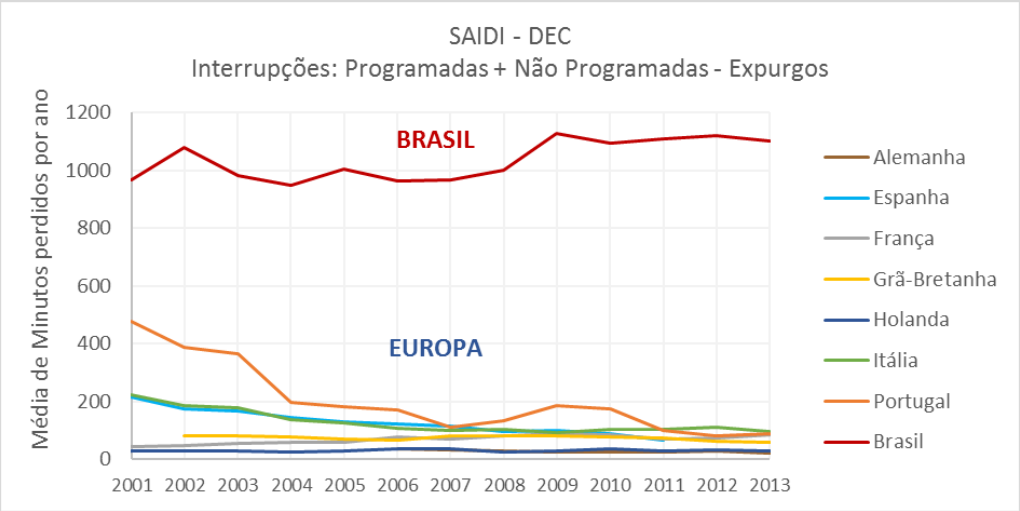


Figura 2-1. Evolução dos indicadores de continuidade SAIDI [3] e DEC [1].

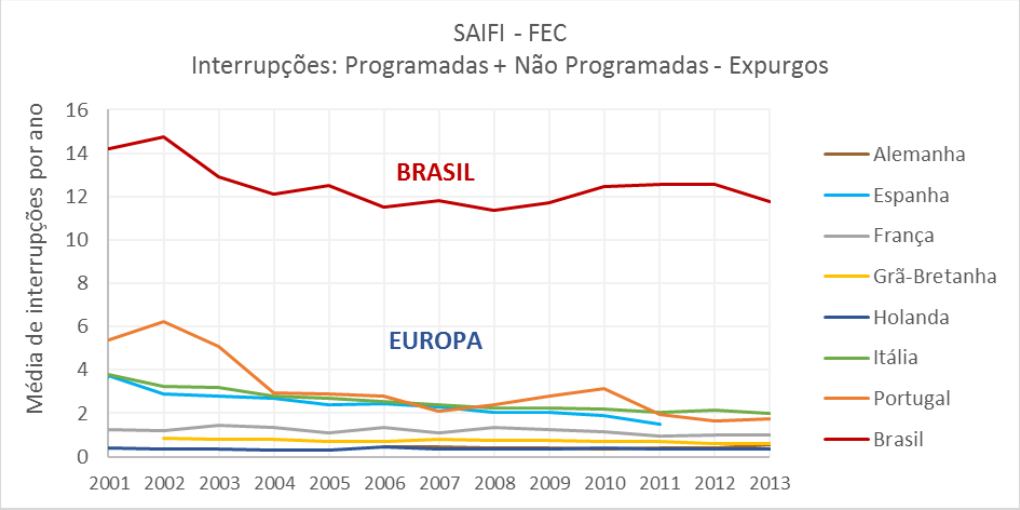


Figura 2-2. Evolução dos indicadores de continuidade SAIFI [3] e FEC [1].

Dos países apresentados na Figura 2-1 e na Figura 2-2, França, Grã-Bretanha, Holanda, Itália e Portugal consideram indicadores para todos os níveis de tensão. As informações da Espanha correspondem a interrupções ocorridas em redes acima de 1kV. Na Alemanha, as interrupções são monitoradas em todos os níveis de tensão, mas os indicadores são calculados unicamente para média e baixa tensão. No Brasil, os indicadores DEC e FEC apurados (sujeitos a metas) são calculados considerando os clientes de baixa e média tensão, incluem as interrupções programadas e excluem os eventos ocorridos em dias críticos e de situação de emergência.

Nota-se uma grande diferença entre os indicadores equivalentes por unidade consumidora do Brasil e da Europa. As diferenças se devem principalmente ao porte dos países e às tipologias

das redes usadas em média e baixa tensão. No caso do Brasil, somente 20 conjuntos elétricos de um total de ~3000 conjuntos são classificados com subterrâneos. A Figura 2-3 apresenta um comparativo da participação de redes áreas e subterrâneas na infraestrutura de 6 países da Europa (Dados de 2013) [8].

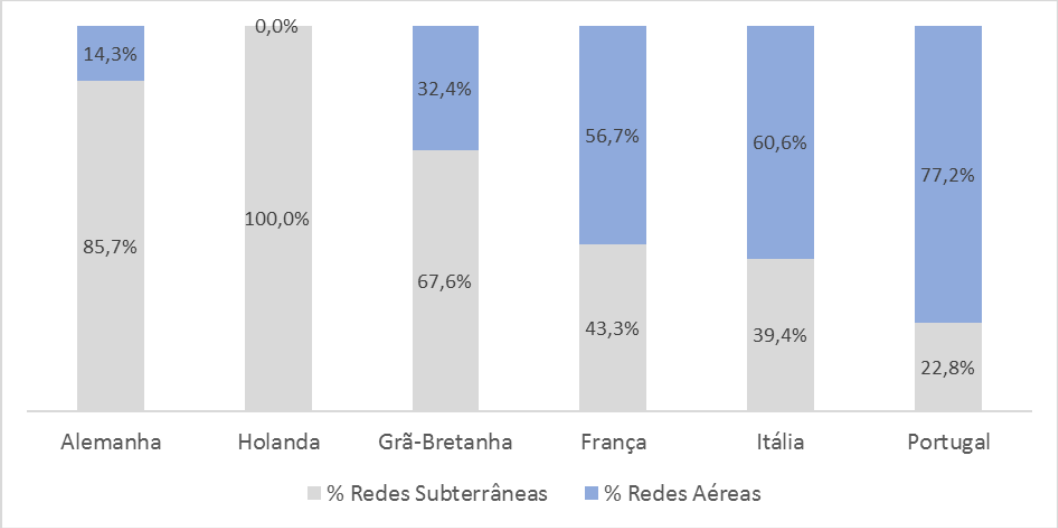


Figura 2-3. Distribuição percentual por tipologia de rede [3].

No que diz respeito à melhoria de qualidade do serviço da Europa, Portugal apresenta um caso bastante interessante, devido à alta participação de redes aéreas. No período de 2001 até 2007 (Figura 2-1 e Figura 2-2), a melhoria do desempenho de Portugal foi motivada principalmente pelo nível da qualidade do serviço dos países vizinhos. Desta forma, em 2003, foi instaurado um novo regulamento de qualidade do serviço [9], que estabelecia: níveis de continuidade mais rigorosos; maior clareza na definição dos indicadores, especificamente ao nível da definição das zonas geográficas; mecanismos compensatórios devidos por descumprimento dos padrões de continuidades; e definição de responsabilidades entre os operadores das redes que causarem os desligamentos.

Tal melhoria foi consolidada através de incentivos regulatórios que viabilizaram grandes investimentos nas redes e nas subestações [10]. A Figura 2-4 apresenta a evolução da empresa EDP Portugal, responsável pelo 95% do mercado de energia elétrica de Portugal, no que se refere a: indicadores de continuidade; km de linhas construídas tanto aéreas quanto subterrâneas; número de subestações; e investimentos realizados, no período de 2002 até 2012 [11].

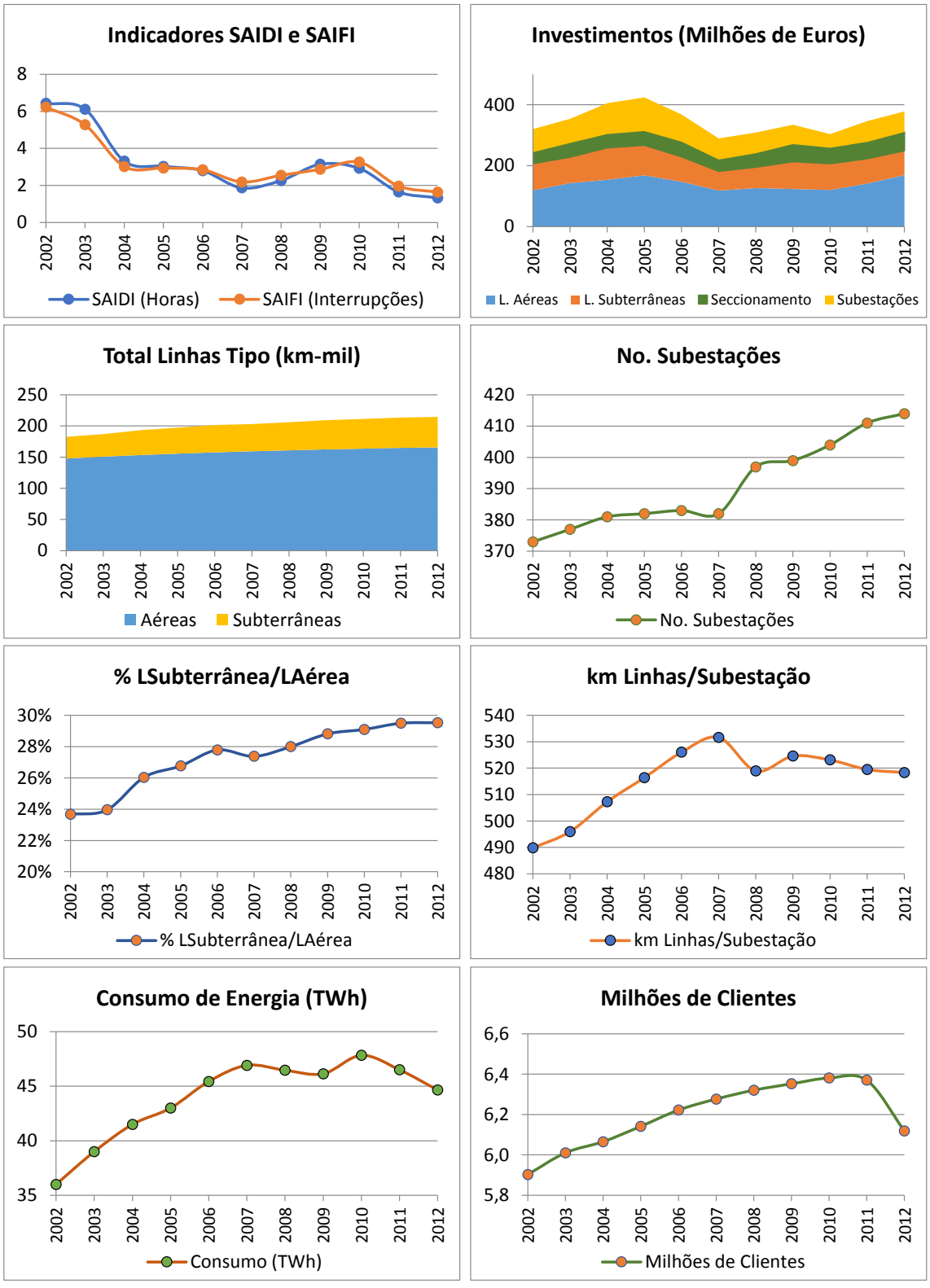


Figura 2-4. Evolução de km de Linhas construídas, No. De Subestações e Investimentos em Portugal.

Conforme apresentado na Figura 2-4, Portugal iniciou uma corrida de melhoria de qualidade do serviço com fortes investimentos no período de 2002 até 2007, derrubando quase pela metade os indicadores de continuidade. Do gráfico %LSubterrânea/LAérea, nota-se que, o incremento entre a quantidade de km de linhas subterrâneas vs. os km de linhas aéreas foi de 3%, que não é um valor muito alto para atribuir a melhoria da qualidade à construção de linhas subterrâneas. No entanto, o fato do número de subestações em operação ter se mantido quase constante nesse mesmo período, indica que a reestruturação do sistema esteve focada na redundância (aumento de km linhas/subestação), recondutoramento de circuitos e automatização das redes. Em termos de consumo e número de clientes, a taxa de crescimento anual se manteve estável.

3 Padrões Mínimos da Qualidade do Serviço

A medição dos níveis de continuidade através de indicadores e posteriormente a definição de padrões mínimos de qualidade constitui a base para a regulação da qualidade do serviço como um todo. Sendo assim, os padrões mínimos de qualidade do serviço podem ser diferenciados por agrupamentos (coletivos) ou de forma individual, podendo existir, inclusive, domicílios particulares, clientes comerciais ou industriais com necessidades diferenciadas de qualidade (Qualidade "Premium").

3.1 Padrões Individuais

Podem ser estabelecidos padrões diferenciados pela duração de uma única interrupção (Reino Unido, França, Suécia, Holanda e Austrália), por período de apuração mensal, trimestral, semestral ou anual (Brasil, Reino Unido, Portugal, Argentina), por área de localização urbana, suburbana, rural (Brasil, França e Espanha) e por nível de tensão da conexão do cliente (BT, MT geralmente).

Os padrões de clientes são conhecidos como **limites**, onde as ultrapassagens dos valores estabelecidos geram compensações que podem ser pagas pelas distribuidoras em forma compulsiva (Brasil, Portugal, França) ou por reclamação dos clientes (Reino Unido). Em alguns países (Itália e Noruega) existem padrões de Qualidade "Premium" que associa a tarifa a um nível de qualidade desejado. Devido a que cada país tem suas particularidades na definição dos limites de continuidade individual e, consequentemente, nas políticas de compensações, os

valores dos limites individuais de continuidade no âmbito internacional serão apresentados em detalhe no Capítulo 4. Políticas de Compensações.

No Brasil, os limites de continuidade das unidades consumidoras estão regulados em 5 tabelas válidas a nível nacional, contidas no módulo 8 do PRODIST [2], para os períodos de apuração mensal, trimestral e anual. A primeira tabela define os limites dos clientes conectados em tensão igual ou superior a 69 kV (interligados e isolados) e as outras 4 dependem da localização (urbana e rural) e o nível de tensão das unidades consumidoras (BT e MT). Na Figura 3-1, mostra-se uma representação gráfica dos limites mensais DIC, FIC, e DMIC, em baixa tensão urbana, os quais variam em função das metas anuais DEC e FEC dos conjuntos.

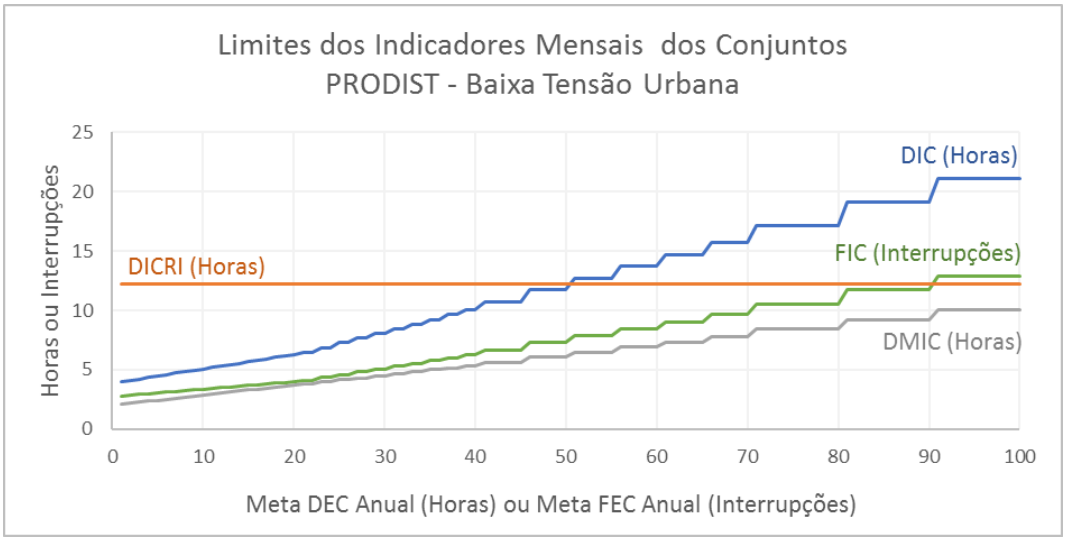


Figura 3-1. Limites dos indicadores mensais do PRODIST dos conjuntos para baixa tensão urbana.

Na Figura 3-1, nota-se que, o fato dos limites das unidades consumidoras estarem vinculados às metas anuais dos conjuntos dentro de uma mesma distribuidora, traz um desequilíbrio no tratamento dos clientes que pagam a mesma tarifa, uma vez que as tarifas dos clientes não variam em função da qualidade.

O limite do indicador DICRI é um valor único para cada interrupção ocorrida em dia crítico e corresponde ao máximo da tabela do indicador DMIC, que no caso de baixa tensão urbana obedece ao valor de 12,22 horas.

Para efeito de enquadramento dos limites de continuidade individuais, considera-se unidade consumidora situada em área não urbana aquela unidade com atendimento efetuado pela distribuidora fora do limite de zona urbana definida por lei municipal.

3.2 Padrões Coletivos

Podem ser fixados padrões por área de concessão (Reino Unido, Itália, Portugal) [6], região (Espanha) [6] ou conjuntos de unidades consumidoras dentro da mesma área de concessão (Brasil) [2]. Os padrões do sistema são particularmente usados nas políticas de incentivos/penalidades em forma de **metas**. O atendimento ou descumprimento das metas geram ganhos ou oneram as distribuidoras de energia através das tarifas pagas pelos clientes. De forma similar ao caso brasileiro, percebe-se, internacionalmente, que as políticas de incentivos/penalidades da qualidade do serviço utilizam, primordialmente para tal tarefa, indicadores como: SAIDI (DEC), SAIFI (FEC) e valor da END.

Quando os padrões adequados desses indicadores são aplicados à política de incentivos/penalidade, as distribuidoras são forçadas pelo órgão regulador a internalizar os custos da qualidade oferecida a nível de sistema na sua própria função de custos. Nesse sentido, é fácil perceber que os custos para as empresas aumentam significativamente para níveis de qualidade elevados. No caso das redes de distribuição, isso pode implicar na alteração de padrões de rede, levando a investimentos consideráveis. Dessa forma, uma boa estimativa do valor da qualidade é o elemento chave para o mecanismo de incentivos/penalidades.

Partindo de situações com baixos níveis de qualidade, os clientes das empresas distribuidoras de energia elétrica tendem a se beneficiar significativamente com pequenos investimentos que provocam grandes avanços de melhoria nos níveis de qualidade. A partir do momento em que os níveis de qualidade atingem patamares elevados, os clientes deixam de ser sensíveis a eventuais melhorias que precisariam altos investimentos. Nesses casos, o anseio de melhoria de qualidade dos clientes pode ser mensurado através da Disposição a Pagar – DAP, para esse fim.

A Figura 3-2 ilustra qualitativamente o comportamento descrito. A partir dessa curva, podemos definir o Nível Ótimo de Qualidade – NOQ como o nível em que o benefício marginal de

melhoria da qualidade se iguala ao custo marginal de fornecimento da mesma. Na Figura 3-2, o NOQ é o nível em que a tangente a curva de disposição a pagar do consumidor se iguala à tangente da curva de custos da empresa.

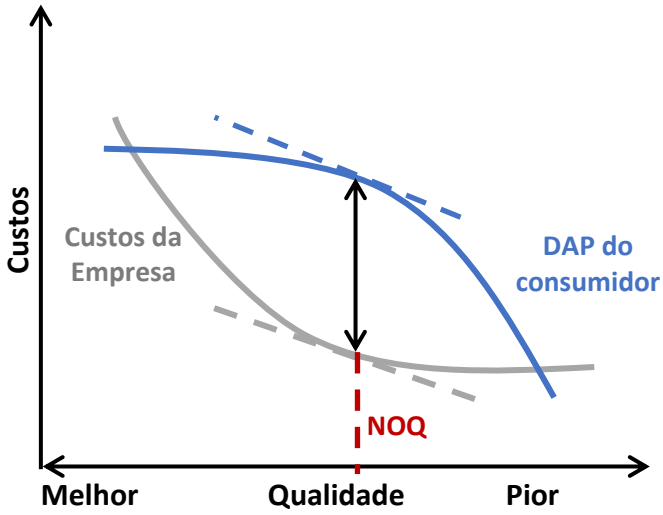


Figura 3-2. Nível ótimo de qualidade com DAP do consumidor.

A curva de disposição a pagar do consumidor é uma curva de difícil obtenção. Na prática, a mesma é aproximada através da sua inversa: os custos a que o consumidor incorre devido à qualidade precária. Esse conceito é ilustrado na Figura 3-3. Neste caso, o NOQ corresponde ao mínimo da curva de custos totais, a qual é a soma da curva de custos da empresa com a curva de custos do consumidor.

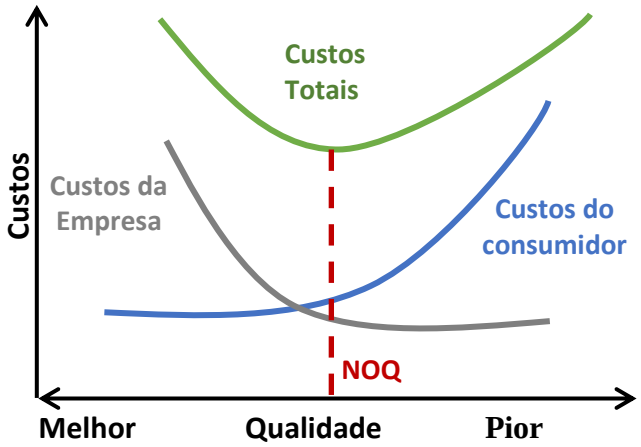


Figura 3-3. Nível ótimo de qualidade com Custos do Consumidor.

Assim, o objetivo da regulação por agrupamentos é a determinação do NOQ. Só que, para tanto, o regulador deve conhecer as curvas de custos tanto das empresas de distribuição como dos consumidores. Pesquisas junto aos clientes são os instrumentos mais comuns para determinar a curva de custos dos consumidores, já estudos de engenharia são necessários para a determinação da curva de custos das empresas distribuidoras.

Apesar da discussão teórica apresentada anteriormente, a regulação da qualidade não é uma tarefa simples. Um ponto que contribui para a complexidade é o fato da qualidade ser multidimensional, requerendo uma série de indicadores e metodologias para a definição de padrões, de modo a induzir as distribuidoras a operar dentro de padrões mínimos.

No Brasil, a definição do NOQ regulatório das empresas não considera a disposição a pagar dos clientes nem os custos que o consumidor incorre devido à qualidade precária. Em contrapartida, o NOQ das empresas é definido através das metas DEC e FEC dos conjuntos, para um Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – CRTP[1]. A metodologia vigente para o Quarto CRTP [12] (a partir de 2015), considera a comparação de desempenho dos conjuntos para obter maior homogeneidade entre os agrupamentos e a melhoria contínua ao longo do tempo. Para tal fim, as distribuidoras devem enviar à ANEEL os atributos físico-elétricos de todos os seus conjuntos e os indicadores apurados pela concessionária através da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD.

Tabela 3-1. Atributos físico-elétricos dos conjuntos.

DEC	FEC
Percentual de unidades consumidoras em áreas de alta densidade (%)	Percentual de unidades consumidoras em áreas de alta densidade (%)
Percentual de área com vegetação remanescente alta ou média (%)	Percentual de área com vegetação remanescente alta ou média (%)
Percentual de redes MT trifásicas (%)	Percentual de redes MT trifásicas (%)
Precipitação pluviométrica média anual (mm)	Precipitação pluviométrica média anual (mm)
Consumo médio por unidade consumidora da classe residencial (MWh)	Consumo médio por unidade consumidora da classe residencial (MWh)
Unidades consumidoras da classe industrial	Unidades consumidoras da classe comercial

[1] O Ciclo de Revisão Tarifária Periódica é um dos mecanismos de definição do valor da energia paga pelo consumidor, sendo realizada a cada quatro anos, em média, de acordo com o contrato de concessão assinado entre as empresas e o poder concedente. Neste processo, são redefinidos o nível eficiente dos custos operacionais e a remuneração dos investimentos representados pela Parcela B.

O método de comparação baseia-se em uma técnica estatística de formação de agrupamentos, denominada "clusterização dinâmica", que permite identificar conjuntos elétricos com características homogêneas, a partir dos atributos da Tabela 3-1.

Salienta-se que na regra de densidade para classificação dos atributos, foram estabelecidos dois critérios distintos, um para o enquadramento dos atributos (critério matemático) e outro para as compensações (lei municipal). Assim, quando se tratar de atributos, as áreas são denominadas como áreas de "alta densidade" e áreas de "baixa densidade", ao invés de áreas "urbanas" e "não urbanas", que é o critério usado em compensações. A Tabela 3-2 apresenta a categorização das áreas para os atributos e para as compensações.

Tabela 3-2. Categorização das áreas para atributos e compensações.

Atributos Indicadores Coletivos (DEC/FEC)		Indicadores Individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI)	
Área de Alta Densidade	Área de Baixa Densidade	Área Urbana	Área não Urbana
Superior a 60 UC*/km²	Igual ou inferior a 60 UC*/km²	IPTU	ITR

De forma sucinta, a metodologia de definição de metas de DEC e FEC pode ser resumida nas seguintes etapas [12]:

a. Selecionam-se os atributos dos conjuntos que serão utilizados pelo método de clusterização dinâmica (Tabela 3-1).

b. Os atributos dos conjuntos são normalizados utilizando o modelo Z score, de modo que o conjunto de dados possua média 0 e desvio padrão 1 para cada atributo. Essa normalização é necessária para que todos os atributos tenham o mesmo peso na comparação, independentemente da ordem de grandeza de suas unidades de medida.

c. São inseridos na base de dados a média histórica dos indicadores DEC e FEC apurados dos três últimos anos, suas respectivas metas, e as parcelas DECx e FECx das faltas na rede de suprimento, contabilizadas nos indicadores apurados. Também são colocados no modelo a meta atual do conjunto (ponto de partida para a trajetória de redução de metas).

d. Aplica-se o método dinâmico para determinação dos conjuntos semelhantes. Dessa forma, para cada conjunto em análise é formado um agrupamento de conjuntos que são os mais comparáveis a ele, de acordo com a menor distância euclidiana. Nesse método não há a formação de agrupamentos fixos, existem agrupamentos distintos para cada conjunto. Para uma aplicação generalizada do método dinâmico é preciso estabelecer 3 critérios: grau de heterogeneidade percentual permitida, número desejável de conjuntos do agrupamento e número mínimo de conjuntos que devem ser selecionados como semelhantes para aplicação da análise comparativa. A heterogeneidade percentual permitida foi estabelecida em 20%, o número desejável de conjuntos foi definido em 100 e o número mínimo de conjuntos em 50.

e. Definidos os conjuntos semelhantes, passa-se à definição da trajetória linear de redução de metas, com base em um valor objetivo. Esse valor objetivo foi estabelecido como o percentil 20 dos desempenhos, ordenado do melhor para o pior, para conjuntos com rede aérea pertencentes ao SIN (interligados). Para conjuntos com rede aérea fora do SIN (isolados), adota-se o percentil 50 como valor objetivo. Ressalta-se que o valor objetivo é um número inteiro, obtido a partir do desempenho do percentil do agrupamento com arredondamento para cima. Para conjuntos cuja meta atual já é inferior ao valor objetivo, mantém-se a meta atual para todos os anos do ciclo de revisão tarifária. Para conjuntos com heterogeneidade percentual acima de 20% (conjuntos heterogêneos) é definido um indicador (Score ANI – "Ranking de Atributo Normalizado Individual") que avalia as características do conjunto em relação aos conjuntos de seu agrupamento. Para tanto, primeiramente normaliza-se individualmente cada atributo de cada conjunto do Brasil (aproximadamente 3000 conjuntos), de modo que o conjunto com o atributo mais complexo[2] receba para esse atributo o valor 100%, enquanto o conjunto com o atributo menos complexo receba o valor 0%. Denomina-se essa grandeza normalizada como "Atributo Normalizado Individual – ANI". Uma vez obtidos os ANI para todos os atributos de todos os conjuntos da base de dados, calcula-se, para cada conjunto heterogêneo, o Score ANI que determina se esse conjunto possui, em média, atributos

[2] A complexidade do atributo depende de quanto o mesmo afeta a qualidade do fornecimento. Por exemplo, para o atributo de vegetação o conjunto com atributo mais complexo é aquele que tem maior incidência de árvores dentro da área geográfica do conjunto.

mais ou menos favoráveis, em comparação com os conjuntos do seu agrupamento. Desse modo, o Score ANI é utilizado para diminuir/aumentar o percentil da meta objetivo do conjunto heterogêneo.

f. Conjuntos que possuem rede predominantemente subterrânea são comparados apenas entre si (Brasil possui 20 conjuntos subterrâneos) e formam um único agrupamento. Como se tratam de conjuntos com valores apurados de DEC e FEC muito baixos, o valor objetivo desse agrupamento é o percentil 50 dos desempenhos.

g. Estabelecido o valor objetivo, traça-se uma trajetória de redução linear, cujo ponto de partida é a meta atual do conjunto (ano 0), e o ponto de chegada é o valor objetivo, o qual deverá ser alcançado em 8 anos (ano 8). Nesta metodologia, as metas dos conjuntos do "ano 0" ao "ano 8" são definidas por números inteiros, assim sendo, nos anos intermediários da trajetória linear é aplicado o arredondamento simples. No entanto, como o período entre revisões tarifárias de cada distribuidora varia de 3 a 5 anos, as metas além desse período são desconsideradas.

h. Para conjuntos com participação elevada do suprimento nos indicadores, considera-se atípico o conjunto que tenha participação do suprimento igual ou superior a 9% da meta do DEC e a 15% da meta do FEC. Para o cálculo do percentual, serão utilizadas equações que consideram a média simples do suprimento dos três últimos anos disponíveis em relação às metas de cada ano. Para os conjuntos com as características descritas acima é definida uma flexibilização da trajetória que é determinada pela diferença entre o valor anual do histórico do suprimento do conjunto referência e a média do histórico dos conjuntos que participaram de seu agrupamento, devendo tal diferença reduzir-se a zero no 5º ano (V5). No entanto, caso a soma das duas trajetórias resulte em uma meta superior à meta atual do conjunto, prevalece essa última.

i. Conjuntos com trajetórias calculadas que apresentem reduções anuais muito intensas, superiores a 8 horas para o DEC e de 5 interrupções para o FEC, são limitadas a esses valores.

Contudo, a ANEEL é ciente de que, qualquer metodologia utilizada, por melhor que seja, não será capaz de tratar todas as variáveis que podem influenciar a qualidade do serviço prestada, e esclarece que as distribuidoras continuaram tendo a oportunidade de apresentar eventuais especificidades de seus conjuntos com impactos relevantes sobre a qualidade, no momento da definição das metas. Cabe destacar que a oportunidade de manifestação durante esse processo se estende para toda a sociedade por meio da participação na Audiência Pública, a qual é realizada de acordo com a periodicidade da revisão tarifária da distribuidora. A publicação das metas anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos é consolidada em resolução específica, como resultado da Audiência Pública.

3.3 Expurgo de Informações

Na documentação do âmbito internacional [6], [8] e [13], o expurgo de registros de interrupções a serem considerados na apuração do desempenho dos indicadores de qualidade do serviço das empresas distribuidoras de energia elétrica podem ser categorizados em:

- Registros causados por eventos com origem externa aos sistemas de distribuição (por exemplo, falhas da rede transmissão). A exclusão dos mesmos deve-se ao próprio processo de apuração de desempenho de continuidade das empresas distribuidoras de energia, pois entende-se que não é razoável responsabilizar as distribuidoras por eventos não gerenciáveis pelas mesmas.

- Registros causados por interrupções programadas. A desconsideração dos mesmos teria a intenção de permitir o livre aprimoramento da rede elétrica, eliminando a possibilidade de ônus para as empresas distribuidoras devido à execução de atividades que viessem a melhorar de alguma forma o sistema elétrico existente. Em situação oposta, caso esses registros fossem considerados na contabilização dos indicadores de continuidade, as empresas distribuidoras tenderiam a postergar ao máximo as ações de aprimoramento em suas redes, dificultando o planejamento da expansão das mesmas, bem como aumentando o risco de ocorrência de interrupções ainda mais severas.

- Registros causados por eventos excepcionais. A desconsideração desses registros tem a intenção de eliminar eventos atípicos, geralmente causados por grandes acontecimentos climáticos ou atos terroristas, que não condizem com a realidade normalmente presente em uma determinada área de concessão e que poderiam influenciar significativamente os valores dos indicadores, distorcendo a avaliação de desempenho das empresas distribuidoras.

No entanto, sob a ótica do cliente, torna-se de interesse que a apuração dos indicadores de continuidade individual considere todos os eventos, independentemente da categoria da interrupção, uma vez que o efeito causado é praticamente o mesmo. Nesse sentido, em muitos países, as regulamentações estabelecem compartilhamento de responsabilidades de acordo com a origem dos eventos, sejam eles causados por agentes externos (geradoras ou transmissoras), ou pelas mesmas distribuidoras (eventos programados e não programados), ou optando pela exclusão dos eventos excepcionais (grandes eventos climáticos).

3.3.1 Interrupções de Origem externa e Interrupções Programadas

No tocante à ocorrência de interrupções com origem externa, vale mencionar que, na França, a regulamentação de continuidade tem como foco o impacto na qualidade de serviço percebida pelos consumidores, uma vez que já está definido o processo para divisão de responsabilidades [13]. No caso da ocorrência de uma interrupção com origem no sistema de transmissão, a França considera a seguintes possibilidades:

- Se esse evento provocar por si só a transgressão dos limites de continuidade, a transmissora é a responsável pelo ressarcimento dos consumidores afetados;

- Se esse evento contribui para que, na contabilização do valor final do indicador, haja transgressão dos limites de continuidade, a transmissora compartilha junto com as distribuidoras o ressarcimento dos consumidores afetados, de forma proporcional aos eventos de sua responsabilidade.

Em relação à ocorrência de interrupções programadas, vale destacar o caso da Inglaterra que tem a filosofia de não incluir tais eventos na contabilização dos indicadores de desempenho, de modo a permitir o livre aprimoramento das redes elétricas [13].

No Brasil, o módulo 8 do PRODIST [2] descreve os eventos que não devem ser considerados na apuração dos indicadores de qualidade do serviço das distribuidoras de energia elétrica, conforme transcrito a seguir:

i. *falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;*
ii. *interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;*
iii. *interrupção em situação de emergência – ISE;*
iv. *suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;*
v. *vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;*
vi. *ocorridas em dia crítico;*
vii. *oriundas de atuação de esquemas de alívio de carga solicitado pelo ONS.*

No entanto, na apuração do indicador individual DMIC, além das interrupções elencadas acima, também não deverão ser consideradas aquelas oriundas de desligamentos programados, desde que os consumidores sejam devidamente avisados e o início e o fim da interrupção estejam compreendidos no intervalo programado. No caso do indicador DICRI não serão consideradas as interrupções supracitadas, com exceção do inciso vi.

Ressalta-se ainda que, dentro dos eventos elencados acima, a ANEEL não considera as interrupções programadas e as interrupções externas como plausíveis de expurgo na apuração dos indicadores de continuidade DEC e FEC (calculados a partir dos DIC e os FIC dos clientes) das distribuidoras, exceto nos dias críticos. Em outras palavras, por um lado a regulamentação nacional atribui a responsabilidade desses eventos às distribuidoras, prejudicando, entre outras coisas, a mensuração do real desempenho nos eventos gerenciáveis pelas mesmas ou focados

em ações de melhoria e por outro dá um alívio no pagamento de compensações do DMIC excluindo as interrupções programadas do cálculo do indicador.

Tabela 3-3. Composição dos indicadores anuais DEC e FEC no Brasil (2015).

Tipo	Indicador	DEC	% Total
Apurado	Interno Não Prog.	16,19	66,5%
	Interno Prog.	1,79	7,4%
	Externo	0,61	2,5%
Expurgos	Dia Crítico	4,1	16,8%
	ISE	1,55	6,4%
	ERAC	0,09	0,4%
	Total	**24,33**	**100%**

Tipo	Indicador	FEC	% Total
Apurado	Interno Não Prog.	8,39	71,5%
	Interno Prog.	0,66	5,6%
	Externo	0,81	6,9%
Expurgos	Dia Crítico	1,43	12,2%
	ISE	0,35	3,0%
	ERAC	0,09	0,8%
	Total	**11,73**	**100%**

Na Tabela 3-3, pode-se notar que, para o ano de 2015, as parcelas de eventos programados e externos representaram 9,9% do DEC Total, e 12,5% do FEC Total (experimentados pelos clientes). De acordo com o PRODIST, caso esses eventos tenham contribuído na ultrapassagem dos indicadores de continuidade individual, as concessionárias teriam que pagar compensações aos clientes.

3.3.2 Eventos Excepcionais

De acordo com o *benchmarking* realizado pela CEER [3], condições climáticas excepcionais e outras circunstâncias excepcionais podem afetar significativamente a continuidade do fornecimento, pois a pesar de serem raras, são geralmente de grande abrangência (número de clientes afetados) e severidade (tempo de reestabelecimento). O conceito de eventos excepcionais reflete as características únicas do setor de energia elétrica e o impacto de condições meteorológicas severas ou atos terroristas, em cada área de concessão.

Em países normalmente sujeitos a condições climáticas extremas, a intenção dessa definição é a eliminação de dias com ocorrências de fortes tempestades, furacões, nevascas, etc. Como a ocorrência de tais eventos é bastante esporádica, a consideração desse critério implica na eliminação de apenas alguns poucos dias que distorceriam a qualidade do serviço prestado pela distribuidora, uma vez que as fórmulas mitigatórias das consequências da ocorrência de tais eventos meteorológicos não poderiam ser previstas, ou encareceriam demasiadamente a atividade de distribuição de energia.

A Tabela 3-4 descreve o conceito de eventos excepcionais em alguns países da Europa. Note-se que em países como França e Espanha, os eventos excepcionais são caracterizados para cada interrupção, já em países como Irlanda, Itália e Reino unido a definição inclui várias interrupções em períodos de tempo definidos, sejam eles dias ou uma quantidade de horas determinada.

Tabela 3-4. Definição de eventos excepcionais em alguns países da Europa [3].

	Definição de eventos excepcionais
França	Definição de eventos excepcionais é baseada em: 1. abrangência (interrupção simultânea para mais de 100.000 clientes finais) 2. caracterização de evento climático, de acordo com a meteorologia.
Irlanda	Usa o conceito de dias de tempestade, nos quais, a quantidade de horas sem fornecimento de energia dos clientes finais, de uma ou várias interrupções, é maior do que 61,570. O valor de 61,570 foi calculado da média acrescida de dois desvios padrões das interrupções diárias de 3 anos, no período de 1999, 2000 e 2001.
Itália	Além de documentar/comprovar o evento caracterizado como força maior (em Transmissão e Distribuição) é utilizado um método estatístico para a rede de distribuição que estabelece um limite de interrupções, em um período de 6 horas.
Espanha	O evento especial está autorizado pela Direção Geral de Energia e Minas, é ocasionado por eventos naturais e, geralmente, ocorre em pelo menos 10% dos municípios na península ou, pelo menos, 50% dos municípios de cada ilha do sistema peninsular.
Reino Unido	Condições climáticas severas são definidas quando o número de faltas resulte em mais do que oito vezes a média de faltas, em tensões superiores a 1 kV, em uma área de concessão, em um período de 24 horas.

No Brasil, o dia crítico está atrelado aos conjuntos, enquanto que no exterior, normalmente, estaria atrelado a toda a área de concessão. Assim, o dia crítico adquiriu um contexto peculiar, que tem adquirido maior atenção por parte do órgão regulador, pois o impacto nos indicadores de continuidade em dias classificados como críticos não tem sido pequeno, conforme esperado, causando grande quantidade de expurgos no DEC e FEC totais. Tal situação causou o surgimento de indicadores individuais particulares para controle das interrupções em dias críticos (DICRI), bem como a exigência de um maior detalhamento das informações de desempenho fornecidas à ANEEL.

Por outro lado, como apresentado na lista de expurgos do item anterior, a regulamentação nacional também estabelece um outro tipo de expurgo chamado de interrupção em situação de

emergência que, na metodologia vigente até o ano de 2015, não era definido por um critério matemático e obedecia ao Art. 393 do Código Civil Brasileiro:

> ***Art. 393.*** *O devedor não responde pelos prejuízos resultantes de caso fortuito ou força maior, se expressamente não se houver por eles responsabilizado.* ***Parágrafo único.*** *O caso fortuito ou de força maior verifica-se no fato necessário, cujos efeitos não era possível evitar ou impedir.*

Sendo assim, o caso fortuito e a força maior eram situações que obstavam a formação de um nexo de causalidade entre o dano sofrido e o agente que se pretende responsabilizar por esse dano. Nesse sentido, há inúmeras ocorrências em que a distribuidora poderia alegar a imprevisibilidade ou impossibilidade de ação, devido apenas à natureza do fato gerador da interrupção, mesmo na hipótese de tal ocorrência ser de pequeno impacto na operação da distribuidora. Deste modo, a caracterização de um evento como interrupção em situação de emergência poderia ser influenciada pela subjetividade daquele que realizava a análise. Tal fato pode ser demostrado comparando o histórico do nível de expurgo de interrupções em situação de emergência – ISE entre as 63 distribuidoras de energia do Brasil (Tabela 3-5).

Tabela 3-5. Histórico de expurgos por situação de emergência (2010 – 2015).

% DEC_ISE/DEC_Total	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Sem Expurgo ISE	31	29	34	29	33	38
> 0% e <= 1%	11	7	9	14	10	6
> 1% e <= 2%	3	6	8	7	4	4
> 2% e <= 3%	4	6	2	5	1	1
> 3% e <= 4%	0	2	2	1	3	1
> 4% e <= 5%	2	3	2	1	2	0
> 5% e <= 10%	6	5	1	1	1	3
> 10% e <= 15%	4	1	2	0	4	2
> 15% e <= 20%	0	2	0	2	1	4
> 20% e <= 30%	2	1	3	1	2	1
> 30% e <= 40%	0	0	0	0	1	1
> 40% e <= 50%	0	0	0	2	0	0
> 50%	0	1	0	0	1	2
Total Distribuidoras	**63**	**63**	**63**	**63**	**63**	**63**

Na Tabela 3-5, evidencia-se que existe uma grande dispersão entre o expurgo em situação de emergência. Enquanto a maioria das empresas não faziam uso do expediente de situação de

emergência, tinha outras com expurgos superiores a 10% do indicador total, em vários anos, eliminando desta forma o carácter excepcional dos eventos, muitas vezes de pequeno porte.

Por causa dessas dispersões, a ANEEL abriu a Audiência Pública 052/2014, com o objetivo de obter subsídios para a definição mais objetiva de Interrupção em Situação de Emergência. Após a discussão do assunto, ficou definida uma nova metodologia utilizando um critério matemático para quando não há emissão de decretos de calamidade pública. A seguir são apresentados os pontos principais da nova metodologia, descrita na Versão 7 do módulo 8 do PRODIST.

Interrupção originada no sistema de distribuição, resultante de Evento que comprovadamente impossibilite a atuação imediata da distribuidora e que não tenha sido provocada ou agravada por esta e que seja:

- *Decorrentes de Evento associado a Decreto de Declaração de Situação de Emergência ou Estado de Calamidade Pública emitido por órgão competente; ou*

- *Decorrentes de Evento cuja soma do CHI das interrupções ocorridas no sistema de distribuição seja superior ao calculado conforme a equação a seguir:*

$$2612 \times N^{0,35} \quad \textbf{(3-1)}$$

Onde:
N – Número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do mês de outubro do ano anterior ao período de apuração.

Consumidor Hora Interrompido (CHI): Somatório dos DICs dos consumidores atingidos por interrupção no fornecimento de energia, expresso em horas e centésimos de horas.

Evento: Acontecimento classificado no COBRADE – Código Brasileiro de Desastres que afete as condições normais de funcionamento de uma rede elétrica, podendo gerar uma ou mais interrupções no fornecimento de energia.

Na norma, o código COBRADE considera eventos tanto eventos de origem Natural (chuvas intensas, vendavais, tornados, etc.) quanto eventos de origem tecnológica (desastres relacionados a incêndios urbanos, elementos radioativos, obras civis, transporte de passageiros, etc).

A título de exemplo, uma empresa com 1.000.000 de consumidores teria um limite de 328.831 CHI. Em termos práticos, isto significa que 50.000 clientes (5% do total) deveriam permanecer sem fornecimento pelo menos 6,57 horas, em função de um evento climático de grande porte certificado por uma empresa especializada em meteorologia.

O ano de 2016 será o primeiro ano de teste, e a ANEEL verificará se o efeito da nova metodologia cumpre com o objetivo almejado.

4 Políticas de Compensações

Devido a que cada país tem suas particularidades nas políticas de compensações e na definição dos limites de continuidade do serviço dos clientes, neste capítulo serão apresentados os principais aspectos encontrados nas regulamentações e documentos pesquisados.

4.1 Reino Unido

No Reino Unido os consumidores são protegidos pela norma *The Electricity (Standards of Performance) Regulations 2010* [14] [15]. É importante destacar que a regulamentação não obriga o pagamento automático das compensações e os consumidores afetados devem solicitar o pagamento das mesmas dentro de no máximo 3 meses após a ocorrência da interrupção.

A norma é baseada nos seguintes princípios:

- Em condições climáticas normais, se o fornecimento de energia elétrica é interrompido por causas próprias da distribuição, os consumidores residenciais afetados recebem uma compensação de £54, enquanto que, os demais tipos de consumidores recebem £108 no caso de o tempo de reparo exceder 18 horas. Para cada 12 horas adicionais na duração do reparo, os consumidores afetados recebem £27. Nestas condições, o valor total de compensação não é limitado por nenhum teto. Já se a quantidade de consumidores afetados for superior a 5.000, o limite do tempo de reparo sobe para 24 horas com os mesmos valores de compensação e um limite máximo de £216.

- Se o fornecimento de energia elétrica falhar devido a um problema no sistema de distribuição devido a condições meteorológicas severas, o limite varia dependendo da escala do evento:

    - Se o número de faltas provocadas por descargas atmosféricas aumentar para um patamar 8 vezes superior à média diária nos níveis de alta tensão (de 1 a 132 kV) e se menos de 35% dos consumidores expostos forem afetados, o tempo máximo de reparo permitido sobe para 24 horas.

    - Se o número de faltas provocadas por quaisquer eventos, menos descargas atmosféricas, aumentar para um patamar 8 vezes superior à média diária, mas inferior a 13 vezes a mesma, nos níveis de alta tensão e se menos de 35% dos consumidores expostos forem afetados, o tempo máximo de reparo sobe para 24 horas.

    - Se o número de faltas provocadas por quaisquer eventos, menos descargas atmosféricas, aumentar para um patamar 13 vezes superior à média diária nos níveis de alta tensão e se menos de 35% dos consumidores expostos forem afetados, o tempo máximo de reparo sobe para 48 horas.

    - Em eventos meteorológicos onde 35% ou mais dos consumidores expostos forem afetados, o tempo máximo de reparo sobe de acordo com a expressão:

$$48 \text{ horas} \cdot \left(\frac{\text{Número de clientes afetados}}{\text{35\% dos clientes expostos}} \right)^2 \qquad \textbf{(4-1)}$$

      Todos os consumidores têm direito a uma compensação adicional de £27, quando o tempo máximo de reparo é ultrapassado, e mais £27 para cada 12 horas além do mesmo. O valor máximo de compensação a ser paga aos consumidores é de £216 no caso de condições meteorológicas severas.

- A exposição das empresas distribuidoras ao pagamento de compensações no caso de condições meteorológicas severas é limitada a 2% da base de receitas de controle de preços por ano.

- A contagem do tempo de reparo máximo pode ser adiada quando a neve, o gelo ou enchetes impedirem que as empresas de distribuição executem os reparos necessários.

- As empresas distribuidoras de energia elétrica são isentas do pagamento de compensações quando mais de 60% dos consumidores forem interrompidos ou por qualquer outra condição de força maior for aplicável.

A norma também garante o pagamento de £54 para a compensação dos consumidores diretamente conectados na rede de distribuição e que tiverem o fornecimento de energia interrompido 4 vezes ou mais por intervalos iguais ou superiores a 3 horas durante o ano corrente.

As empresas distribuidoras são isentas do pagamento de quaisquer compensações:

- Quando a interrupção é programada e os consumidores tenham sido avisados com pelo menos 2 dias de antecedência. Caso contrário, a norma prevê um pagamento de £22 para consumidores residenciais e de £44 para os demais consumidores. O pedido de compensação deverá ser realizado no máximo um mês após o desligamento programado.

- Quando a falha causadora da interrupção é no sistema de transmissão, no sistema de geração, ou no sistema de distribuição de uma segunda empresa de distribuição.

A isenção também é garantida caso as interrupções tenham causado a interrupção do fornecimento de 500.000 consumidores ou mais.

4.2 França

Na França, as definições dos limites máximos anuais para a frequência das interrupções são estabelecidas de acordo com os dados de interrupções ocorridas nos 4 anos anteriores. Quanto à duração das interrupções, a mesma é controlada por ocorrência para as unidades consumidoras de baixa tensão. Os limites máximos de frequência definidos são válidos para as interrupções

dos 3 anos seguintes, e abrangem tanto interrupções de curta duração como interrupções de longa duração. Na ausência de interrupções nos últimos 4 anos, define-se, para o seguinte período de 3 anos, 1 interrupção de curta duração e 1 interrupção de longa duração como os limites máximos permitidos como o melhor caso; e 5 interrupções de curta duração e 1 de longa duração como o pior caso. Após esse período, é feita uma revisão dos limites e os novos limites não podem ser maiores que os antigos.

Os limites anuais são definidos de acordo com as áreas de alimentação [16]. As áreas de alimentação são definidas pelo número de habitantes segundo a classificação do Institut National de la Statistique et des Études Économiques (INSEE). A Tabela 4-1 ilustra a forma de classificação das áreas de alimentação.

Tabela 4-1. Classificação das áreas de alimentação.

Número habitantes	Área de alimentação
até 10.000	1
Entre 10.000 e 100.000	2
Superior a 100.000, excluindo municípios com mais de 100.000 habitantes subúrbios de Paris	3
Municípios com mais de 100.000 habitantes e subúrbios de Paris	4

De acordo com o regulamento, existe uma diferenciação dos limites de frequência de interrupções que dependem dos recursos da rede na qual o cliente está conectado. A recursividade da rede está classificada em dois configurações: Sistema com múltiplas fontes de alimentação com chave de transferência automática; e sistema radial com estrutura arborescente. A tabela abaixo apresenta os limites anuais estabelecidos em [16] para as duas configurações de rede.

Tabela 4-2. Número máximo de interrupções anuais na França.

Área de Alimentação	Sistema com Múltiplas Fontes e Transferência Automática	Sistema Radial com Estrutura Arborescente	
	Todas as Interrupções Superiores a 1 seg.	Interrupções de Curta Duração 1s <= Duração < 3min	Interrupções de Longa Duração Duração >= 3 min
1	36	30	6
2	13	10	3
3	6	3	3
4	4	2	2

Apesar da França penalizar o serviço de fornecimento de baixa qualidade, não foi encontrado o critério de penalidade devido à transgressão aos limites de frequência estabelecidos. Nota-se nas referências avaliadas que tal penalização, no entanto, é estipulada pelo órgão regulador, após a verificação da transgressão dos limites.

Em [17], é claramente estabelecida uma compensação por interrupções de longa duração (superiores a 6 horas) aos consumidores de baixa tensão. Dessa forma, para cada 6 horas de interrupção, a distribuidora deve pagar aos clientes afetados um percentual da energia anual faturada pelos mesmos, que varia dependendo do horário no qual aconteceu a interrupção.

- Interrupções ocorridas no horário de 6:00 até 12.00. Pagamento de 2% da energia anual faturada do cliente.

- Interrupções ocorridas no horário de 12:00 até 18:00. Pagamento de 4% da energia anual faturada do cliente.

- Para cada 6 horas adicionais de interrupção. Pagamento de 4% da energia anual faturada do cliente independentemente do horário da interrupção.

As compensações são compulsórias inclusive com interrupções causadas por eventos de força maior, mas não no caso de interrupções programadas. Para os consumidores de média tensão, não foi encontrado nenhum critério claro. Entretanto, existe a possibilidade de acordos entre a distribuidora e o consumidor no contrato de fornecimento, podendo estabelecer as formas de compensação pela transgressão dos limites acordados.

4.3 Holanda

Na Holanda, a compensação aos consumidores é regulada de acordo com os seguintes princípios [18]:

- Não há pagamento de compensações devido a interrupções programadas.

- A compensação é feita por ocorrência.

- A compensação é um valor fixo, relacionado com valor de reposição da energia não fornecida, e que depende do nível de tensão da conexão.

- Não há compensação para conexões monofásicas iguais ou inferiores a 6 A (sinalização de trânsito, iluminação pública, etc.).

- Não há compensações quando uma interrupção do serviço tem origem na rede de um operador externo (internacional) ou como resultado de um alivio de carga automático ou manual a pedido do operador da rede nacional.

- A compensação é paga pelo operador da rede, de onde a interrupção foi originada. Se a interrupção teve sua origem em uma rede de nível de tensão superior, o operador dessa rede é o responsável pelo pagamento das compensações.

Segundo o publicado em [18] e [19] os limites e valores das compensações obedecem à Tabela 4-3:

Tabela 4-3. Limites e valores das compensações em Holanda.

Nível de Tensão de conexão	Duração da Interrupção	Compensação	Compensação a cada 4 horas adicionais
230 V < BT < 400 V	4 – 8 horas	€ 35	€ 20
400 V < MT < 20 kV	2 – 8 horas	€ 910	€ 500
AT > 20kV	1 – 8 horas	€ 0,35 por kW contratado até um teto de € 91.000	€ 0,2 por kW contratado até um teto de € 91.000

4.4 Espanha

De acordo com o disposto em [20], as empresas distribuidoras são obrigadas a atender determinados limites anuais para a qualidade de serviço individual. Os padrões levam em consideração simultaneamente a duração e quantidade de ocorrências imprevistas de longa duração (>3 minutos), e variam com a zona de fornecimento (Tabela 4-4) e o nível de tensão da conexão do cliente (Tabela 4-5).

Tabela 4-4. Classificação das zonas de fornecimento na Espanha.

Zona de Fornecimento	Número de Pontos de Conexão
Urbana	> 20.000
Semiurbana	Entre 2.000 e 20.000
Rural Concentrado	Entre 200 e 2.000
Rural Disperso	< 200

Tabela 4-5. Limites anuais de continuidade individuais na Espanha.

Zona de Fornecimento	Clientes BT: Tensão <= 1kV		Clientes MT: 1kV < Tensão <= 36 kV	
	Horas	Interrupções	Horas	Interrupções
Urbana	5	10	3,5	7
Semiurbana	9	13	7	11
Rural Concentrado	14	16	11	14
Rural Disperso	19	22	15	19

De acordo com o estabelecido em [20], no caso do não cumprimento dos limites estabelecidos nas tabelas anteriores, as concessionárias de energia são obrigadas a aplicar descontos nas faturas de energia correspondentes ao primeiro trimestre do ano seguinte.

No caso de descumprimento dos limites por número de horas, o desconto aplicado será proporcional ao produto entre a diferença do número de horas em que o consumidor ficou interrompido e o número de horas fixado, e a potência média anual faturada do consumidor. Esse produto é multiplicado pela tarifa contratada (ou de acesso, dependendo do contrato do consumidor com a concessionária) incrementada de 5 vezes, sendo que o teto do desconto corresponderá a 10% da tarifação anual do consumidor.

De forma similar, no caso de descumprimento dos limites por número de interrupções, o desconto aplicado será proporcional ao produto entre a diferença do número de interrupções em que o consumidor ficou interrompido e o número do limite fixado, a potência média anual faturada do consumidor e o número de horas de interrupção. Esse produto é inicialmente divido por 8 e, posteriormente, multiplicado pela tarifa contratada (ou de acesso, dependendo do contrato do consumidor com a concessionária) incrementada de 5 vezes, sendo que o teto do desconto corresponderá a 10% da tarifação anual do consumidor.

No caso do descumprimento de ambos os limites, será aplicado aquele mais favorável ao consumidor. No caso de existirem divergências entre o consumidor e a concessionária em relação aos índices de qualidade de serviço, caberá ao órgão regulador encerrar o impasse.

Nesse sentido a concessionária é obrigada a fornecer os registros de interrupção, sob pena da aplicação de multas severas.

Para os clientes conectados a redes com tensão superior a 36 kV, são considerados os limites de atendimento da rede MT em zonas urbanas, independentemente da localização dos mesmos.

4.5 Portugal

No regulamento de Qualidade do Serviço [21], estabeleceu-se que os padrões mínimos de continuidade individual constituem um compromisso do operador da rede para com o cliente, e seu descumprimento origina o direito a uma compensação compulsória paga através da fatura de energia elétrica.

Para o estabelecimento dos padrões é considerada a existência de três zonas que são informadas na fatura dos clientes [22]:

- Zona A: Capitais de distrito e localidades com mais de 25.000 Clientes;
- Zona B: Localidades com um número de Clientes entre 2.500 e 25.000;
- Zona C: Os restantes locais.

A continuidade de serviço por ponto de entrega, seja na rede de transmissão ou na rede distribuição, deve ser caracterizada com base em indicadores anuais de duração (DI) e frequência (NI). As interrupções de longa duração (>3 minutos) não deverão exceder, em número e duração, os valores apontados na Tabela 4-6.

Tabela 4-6. Limites anuais de continuidade individual em Portugal. [24]

Indicador	Zona geográfica	Portugal continental				Madeira			Açores		
		BT	MT	AT	MAT	BT	MT	Transporte	BT	MT	Transporte
Número de interrupções por ano	A	12	8	8	3	13	9	6	13	9	7
	B	21	16			25	20		28	22	
	C	30	25			40	34		50	44	
Duração das interrupções (horas/ano)	A	6	4	4	0,75	4	6	2	6	4	3
	B	10	8			9	11		11	9	
	C	20	16			18	22		27	22	

No cálculo dos indicadores são excluídas as interrupções de fornecimento de energia elétrica motivadas por:

- Razões de interesse público, razões de serviço ou razões de segurança;
- Acordo com o cliente ou fato imputável ao cliente;
- Interrupções planejadas. Pontos de entrega abrangidos por planos de melhoria de qualidade de serviço, aprovados pela *Direção-Geral de Energia e Geologia – DGEG* e comunicados aos clientes.
- Casos fortuitos ou de força maior. Resultam da ocorrência de greve geral, alteração da ordem pública, incêndio, terremoto, inundação, vento de intensidade excepcional, descarga atmosférica direta e intervenção de terceiros devidamente comprovada.

O valor da compensação devida ao descumprimento dos limites individuais de continuidade de serviço depende do valor do limite associado ao nível de tensão e à zona geográfica na qual se situa a instalação consumidora e de um parâmetro de valorização definido no regulamento da qualidade de serviço. Os clientes ligados a níveis de tensão superiores e situados em zonas geográficas com maior número de clientes têm direito a compensações superiores.

As compensações devidas ao descumprimento dos padrões de continuidade de serviço, devem ser comunicadas e pagas de forma automática (sem haver necessidade da sua solicitação por parte do cliente) na fatura do 1º trimestre do ano seguinte ao que se refere. As fórmulas de cálculo do montante de compensação a ser pago pelos operadores das redes aos clientes, são apresentadas na Tabela 4-7 e na Tabela 4-8:

Tabela 4-7. Compensação pelo número de interrupções por ano em Portugal.

Fórmula	FC_N Base (2005)			Atualização Anual do FC_N
	BT	MT	AT	
$CN_n = (NI - NI_P) \cdot FC_n$	1€ - BTN 5€ - BTE	20€	100€	$FC_{n+1} = FC_n \cdot \left(1 + \frac{IPC}{100}\right)$

Onde:
CN_n – valor da compensação, no ano n, em euros
NI – número de interrupções
NI_P – valor padrão associado ao número de interrupções
FC_n – valor unitário de compensação do número de interrupções relativas ao ano n, em euros
IPC – Variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação, em percentagem.
BTN – Clientes em Baixa Tensão Normal com potência instalada < 20,7 kVA
BTE – Demais clientes BT

Tabela 4-8. Compensação pela duração das interrupções por ano em Portugal.

Fórmula	KC_N Base (2005)			Atualização Anual do KC_N
	BT	MT	AT	
$CD_n = (DI - DI_P) \cdot PC_n \cdot KC_n$	0,35 €/kWh - BTN 0,30 €/kWh - BTE	0,28 €/kWh	0,16 €/kWh	$KC_{n+1} = KC_n \cdot \left(1 + \frac{IPC}{100}\right)$

Onde:
CD_n – valor da compensação, no ano n, em euros.
DI – duração total das interrupções, em horas.
DI_P – padrão associado à duração das interrupções.
PC_n – valor médio da potência contratada durante o ano n, em kW.
KC_n – valor unitário de compensação da duração das interrupções, relativo ao ano n, em €/kWh.
IPC – Variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação, em percentagem
BTN – Clientes em Baixa Tensão Normal com potência instalada < 20,7 kVA.
BTN – Demais clientes BT

As seguintes considerações devem ser observadas no pagamento das compensações:

- Quando os dois padrões, número de interrupções por ano e duração das interrupções, sejam violados simultaneamente será paga a compensação mais elevada;

- Quando o valor da compensação for inferior a 0,5 euros em Portugal continental e a 2,5 euros para os clientes em BT e 5,0 euros para os clientes em MT nas regiões autônomas, o valor não é creditado ao cliente, sendo este transferido para um fundo de reforço de investimentos para a melhoria da qualidade de serviço nas zonas afetadas [23];

4.6 Suécia

Como efeito da tempestade que atingiu o país no inverno de 2005, foram aprovadas as leis *Gudrun-Laws*, que definem os níveis mínimos de compensação para os consumidores afetados por interrupções de longuíssima duração. As leis estabeleceram que os consumidores afetados por interrupções não-programadas com duração superior a 12 horas teriam o direito de serem compensados. Essa lei entrou em vigor em janeiro de 2006.

Sendo assim, apenas interrupções superiores a 12 horas de duração são abordadas pela regulação vigente. Existe também um requisito funcional desde 2011 estabelecendo que interrupções superiores a 24 horas não sejam toleráveis [24]. Interrupções acumuladas

superiores a 3 minutos de duração não são consideradas para cálculo de compensação, no entanto, as mesmas são sim consideradas para o cálculo dos índices de desempenho do sistema.

A Tabela 4-9 resume os níveis de compensação inseridos através das *Gudrun-Laws*. Um consumidor que sofrer uma interrupção superior a 12 horas deverá receber um pagamento da distribuidora que varia de acordo com a tarifa de rede anual paga, α, e a duração da interrupção [25]. Um valor mínimo de compensação é definido através de um percentual da base total sueca, β, que em 2007 foi definida pelo governo em 41100 SEK (~€4567) [26].

Tabela 4-9. Níveis de Compensação da Suécia.

Duração da Interrupção, T	Compensação ao Consumidor	Compensação Mínima*
12 ≤ T < 24 horas	12,5% da tarifa α	2% de β
24 ≤ T < 48 horas	+25% da tarifa α	4% de β
48 ≤ T < 72 horas	+25% da tarifa α	6% de β
Demais períodos de 24 horas	+25% da tarifa α	+2% de β
α = Tarifa de rede anual do consumidor β = Base anual definida = 41100 SEK		

De acordo com a Tabela 4-9, o menor valor de compensação a ser pago devido a uma interrupção de 12 horas é 900 SEK (~€100). O máximo valor de compensação a ser pago a um consumidor corresponde a 3 vezes a tarifa de rede anual do mesmo (α) [25]. Os limites são fixados por interrupção, sendo que interrupções múltiplas em um ano podem resultar em compensações superiores a 3 vezes a tarifa do consumidor. As *Gudrun-Laws* também apresentam exceções para a aplicação das regras de cálculo das compensações, para os casos de situações extremas tais como, guerras, sabotagens ou ações terroristas [25]. Desastres meteorológicos excepcionais podem também ser incluídos nessa categoria.

4.7 Argentina

No tocante aos indicadores individuais, a Argentina regula a duração e a frequência das interrupções por semestre. Os indicadores individuais possuem limites, são sancionáveis, e se determinam mediante bancos de dados das empresas com informações de contingencias relacionadas à tipologia da rede e à informação comercial dos usuários. O tempo de apuração dos indicadores é semestral [27]. O *Ente Nacional Regulador de la Electricidad – ENRE*

fiscaliza os indicadores das empresas de jurisdição nacional (EDESUR e EDENOR) através de medidas amostrais com 300 medidores independentes no sistema de distribuição [27]. Os limites são mantidos em períodos tarifários de 5 anos.

Tabela 4-10. Limites individuais de continuidade do serviço na Argentina.

Tipo de Cliente	Horas / semestre	Interrupções / semestre
Usuários AT	2	3
Usuários MT	3	4
Usuários BT (grandes demandas)	6	6
Usuários BT (demandas médias e pequenas)	10	6

No cômputo das interrupções se consideram aquelas iguais ou maiores a 3 minutos, excluindo unicamente as interrupções que o ENRE considere como evento maior. Um evento é de força maior se [28]:

- É autorizado e/ou exigido pelo ENRE ou algum outro órgão competente como a Secretaria de Energia;
- É causado por temperaturas superiores a 45°C, ou inferiores a -10°C, ou por ventos maiores de 130 km/h, ou inundações excepcionais;

A distribuidora deverá informar ao ENRE, dentro dos 3 dias úteis seguintes, a informação do evento de força maior estabelecendo a duração e o alcance da interrupção. No dia 20 de cada mês deve ser enviada a informação do evento junto com as provas do que, de acordo com a empresa, foi um evento maior. A omissão da notificação será considerada como falta de informação e não poderá ser considerada na avaliação dos eventos de força maior. No final do semestre de controle o ENRE deve emitir uma resolução com os casos que podem ser excluídos do pagamento de penalidades assim como do cálculo dos indicadores de continuidade do serviço. Se, no semestre controlado, algum usuário experimentasse cortes no fornecimento de energia maiores do que 3 minutos que ultrapassarem os limites estabelecidos em termos de duração e/ou frequência, o usuário receberá por parte da distribuidora um crédito na fatura. O valor da compensação é proporcional à energia não fornecida no semestre analisado (excluído os eventos maiores), de acordo com a equação a seguir [27].

$$ENS_U = \frac{\left(\sum_i DI_{fsi} \cdot K_i\right) \cdot ETF_U}{4380} \quad \textbf{(4-2)}$$

Onde:

ENS_U = Energia não fornecida ao cliente em kWh.
DIfsi = Duração de cada interrupção (i) em horas.
Ki = Fator representativo das curvas de carga de cada categoria tarifária. Varia entre 0,5 e 1,5 de acordo ao horário em que aconteceram as interrupções.
ETF_U = Energia total faturada pelo cliente no semestre de controle em kWh.

A energia não fornecida da equação anterior é valorizada segundo a categoria tarifária de cada cliente[27], utilizando os valores da tabela a seguir:

Tabela 4-11. Valorização da energia não fornecida na Argentina.

Tipo de Cliente	Custo da energia não fornecida
Tarifas MT e AT	2,71 U$S / kWh
Tarifas BT (demandas pequenas)	2,27 U$S / kWh
Tarifas Residencial e Alumbrado público	1,4 U$S / kWh

Contudo, em nenhum caso, o valor da multa poderá exceder o custo da energia consumida durante o semestre analisado.

4.8 Brasil

Desde a aprovação do PRODIST em 2008, foi definido que a partir de janeiro de 2009, a violação dos limites de DEC e FEC nos períodos pré-definidos de apuração não mais implica pagamento de multa pela distribuidora à ANEEL. Atualmente, quando houver violação dos limites de continuidade individual DIC, FIC e DMIC no período de apuração mensal, ou dos limites DIC e FIC nos períodos de apuração trimestral ou anual, ou dos limites DICRI para interrupção em dia crítico, a empresa prestadora do serviço deverá calcular a compensação ao consumidor e efetuar o crédito na fatura, em até dois meses após o período de apuração. A Tabela 4-12 apresenta as fórmulas para o cálculo das compensações pela ultrapassagem dos limites estabelecidos dos indicadores de continuidade individuais, no período de apuração.

Tabela 4-12. Fórmulas de compensação pela ultrapassagem dos limites dos indicadores individuais.

Indicador	Fórmula para o Cálculo das Compensações
DIC	$Valor_DIC = \left(\frac{DICv}{DICp} - 1\right) \times DICp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei$
FIC	$Valor_FIC = \left(\frac{FICv}{FICp} - 1\right) \times DICp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei$
DMIC	$Valor_DMIC = \left(\frac{DMICv}{DMICp} - 1\right) \times DMICp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei$
DICRI	$Valor_DICRI = \left(\frac{DICRIv}{DICRIp} - 1\right) \times DICRIp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei$

Onde:

DICv	=	Duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora.
DICp	=	Limite de continuidade estabelecido no período considerado para o DIC por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora.
FICv	=	Frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções.
FICp	=	Limite de continuidade estabelecido no período considerado para o FIC por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções.
DMICv	=	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora.
DMICp	=	Limite de continuidade estabelecido no período considerado para o DMIC por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas.
EUSDmédio	=	Média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador.
730	=	Número médio de horas no mês.
kei	=	15 para unidades em BT, 20 para unidades em MT, 27 para unidades em AT.

Segundo o PRODIST, o período de apuração do indicador de continuidade individual DMIC é somente mensal. No caso de compensação ao consumidor referente à violação dos indicadores individuais, deverão ser observados os critérios a seguir:

- *Quando da violação dos limites trimestral ou anual dos indicadores DIC e FIC, o montante a ser compensado deverá ser calculado proporcionalmente, multiplicando-se o resultado obtido da fórmula de cálculo da compensação pelo quociente entre a soma dos valores apurados dos indicadores mensais que não foram violados e o valor apurado do indicador trimestral ou anual.*

- *Quando os limites trimestrais ou anuais dos indicadores DIC e FIC tiverem sido violados e os valores mensais apurados não violados forem nulos, a compensação referente ao período de apuração trimestral ou anual deverá corresponder à diferença dos montantes calculados para essa compensação e os montantes mensais de cada indicador já creditados ao consumidor.*

- *Quando todos os limites dos indicadores mensais de uma unidade consumidora tiverem sido violados em um trimestre ou em um ano, e as compensações mensais já tenham sido devidamente creditadas, as compensações referentes aos períodos de apuração trimestral ou anual do DIC e FIC deverão corresponder à diferença dos montantes calculados para essas compensações e os montantes mensais de cada indicador já creditados aos consumidores ou à distribuidora.*

- *Quando ocorrer violação de mais de um indicador de continuidade individual, no período de apuração, deverá ser considerado, para efeito de compensação, aquele indicador que apresentar o maior valor.*

- *Quando ocorrer violação do indicador DICRI, a compensação deverá ser realizada sem prejuízo das compensações a serem pagas por violação dos indicadores DIC, FIC e DMIC, podendo inclusive haver compensação referente a mais de uma violação do limite do indicador DICRI no mesmo mês.*

Para efeito de aplicação de eventual compensação, quando exista violação dos limites estabelecidos, deverão ser consideradas as seguintes situações:

- *O valor mínimo da compensação no caso de violação do limite do indicador de continuidade individual será R$ 0,01.*

- *O valor máximo da compensação, associada à violação do limite do indicador de continuidade individual, será:*
    - *10 vezes o valor do $EUSD_{médio}$, no caso de violação de limite mensal.*
    - *30 vezes o valor do $EUSD_{médio}$, no caso de violação de limite trimestral.*
    - *120 vezes o valor do $EUSD_{médio}$, no caso de violação de limite anual.*

5 Políticas de Incentivos / Penalidades

De maneira geral, a aplicação de uma política de incentivos/penalidades deve responder ao objetivo de garantir o fornecimento de energia elétrica dentro de níveis de qualidade desejáveis, já que as políticas modificam as receitas das empresas reguladas de acordo com o seu desempenho e as tarifas definidas pelo órgão regulador.

Normalmente, os reguladores desenvolvem políticas que promovem uma melhoria dos níveis de qualidade, de maneira competitiva entre as empresas distribuidoras. Tal abordagem é condizente com a aplicada no setor nacional, conforme será descrito nas próximas seções. Na Itália, devido à grande diferença de desempenho observada entre a região norte e a região sul, as políticas de incentivo foram desenvolvidas de forma a induzir uma melhoria maior na região sul do que na região norte. Em Portugal e na Espanha, as distribuidoras que atendem as áreas com piores desempenhos têm a oportunidade de apresentar planos especiais de melhoria de qualidade, os quais, caso aprovados pelo órgão regulador, são parcialmente financiados através das tarifas.

5.1 Indicadores Regulados

A escolha dos indicadores a serem regulados é importante, pois define a trajetória de melhoria a ser seguida pelas empresas. Isto é, a desconsideração de determinados indicadores na política de incentivos/penalidades faz com que os aspectos ilustrados pelos mesmos sejam negligenciados.

A continuidade do fornecimento é capturada através da duração e frequência das interrupções. Existem diversos indicadores para ilustrar o desempenho das distribuidoras em relação a esses aspectos. De acordo com as referências internacionais, recomenda-se a adoção de não mais do que dois a três indicadores para a regulação. As políticas existentes tendem a utilizar indicadores relacionados com a ocorrência de longas interrupções, devido ao grau de correlação elevados dos mesmos com a insatisfação dos consumidores. Alguns países têm suas políticas de incentivos/penalidades baseadas no SAIDI, outros se basearam na END e ainda existem países (além do Brasil) que se basearam tanto no SAIDI como no SAIFI.

5.2 Relacionamento entre qualidade e receita

A política de incentivos/penalidades deve especificar um relacionamento funcional entre as receitas e o desempenho da distribuidora. Esses relacionamentos geralmente requerem a definição de uma taxa de incentivos (valor monetário por unidade de mudança na qualidade). A Figura 5-1 ilustra um esquema linear para a política de incentivos/penalidades. Pode-se notar que a cada nível de qualidade, corresponde um nível de incentivo/penalidade. Dessa forma, o regulador deve determinar corretamente o nível correspondente ao padrão de desempenho ou NOQ e a taxa de incentivos, para o desenvolvimento de uma política de incentivos/penalidades eficiente.

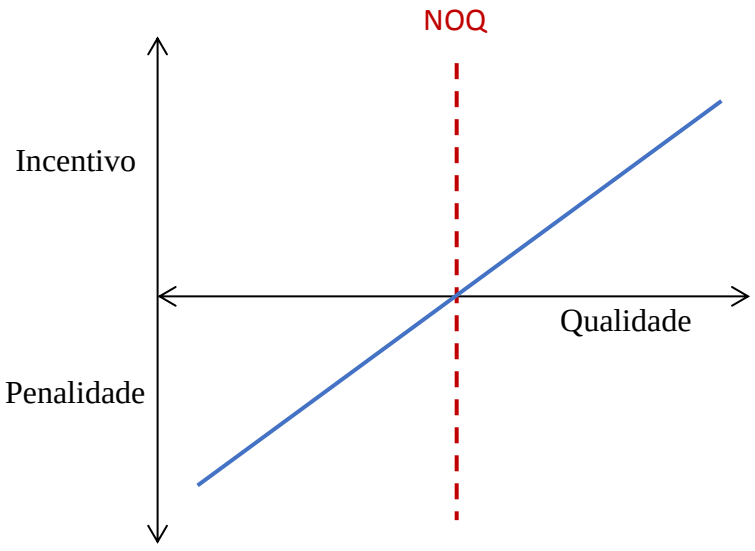


Figura 5-1. Política de Incentivos/Penalidades – Esquema linear.

Em alguns países (como a Irlanda, Reino Unido e Holanda) [13] existem limites inferior e superior na política de incentivos/penalidades. Teoricamente, tais limites não deveriam ser necessários. No entanto, devido à imprecisão das informações envolvidas na valoração da qualidade, há riscos de indução de incentivos e penalidades de forma incorreta. No Reino Unido tais limites correspondem a ±3% da receita, na Irlanda a ±4% e na Holanda a ±5%, calculados a partir do acompanhamento dos indicadores observados.

Quando o indicador utilizado para fixar o NQO é a END, a taxa de incentivo deve refletir a valoração da energia por parte dos clientes. Logo, diferentes categorias de consumidores devem levar a diferentes taxas de incentivos. A Tabela 5-1 [13] ilustra os valores da END para alguns países europeus. Os valores desta tabela são normalmente determinados através de pesquisas junto aos consumidores (foi esta a abordagem seguida em países como o Reino Unido, Itália, Holanda, Noruega e Suécia). Note-se que existem diferenças para interrupções programadas e não programadas. A comparação desses valores é relativamente difícil, devido aos efeitos de normalização (oriundas da ponderação dos custos de uma interrupção e o consumo de energia) e diferenças de consumo.

Tabela 5-1. Valor da energia não distribuída em diferentes países de Europa [1].

PAÍS	VALOR DA ENERGIA NÃO DISTRIBUÍDA (END)	
ITÁLIA	Não programada	
	Residencial: 10,8 €/kWh	
	Comercial: 21,6 €/kWh	
	Industrial: 8,25 – 5,75 €/kWh	
NORUEGA	Comércio/Serviços	
	Não programada: 12,38 €/kWh	Programada: 8,50 €/kWh
	Rural	
	Não programada: 1,88 €/kWh	Programada: 1,25 €/kWh
	Residencial	
	Não programada: 1,00 €/kWh	Programada: 0,88 €/kWh
	Serviço Público	
	Não programada: 1,63 €/kWh	Programada: 1,25 €/kWh
	Indústria de Energia Intensiva	
	Não programada: 1,63 €/kWh	Programada: 1,38€/kWh
PORTUGAL	Não programada	
	Todos os consumidores: 1,5 €/kWh	
SUÉCIA	Urbano	
	Não programada: 12,00 €/kWh	Programada: 8,60 €/kWh
	Suburbano	
	Não programada: 8,80 €/kWh	Programada: 6,30 €/kWh
	Rural	
	Não programada: 7,40 €/kWh	Programada: 5,20 €/kWh

Como dito anteriormente, a escolha do indicador para definição do padrão de desempenho também é um aspecto muito importante, e normalmente os indicadores utilizados internacionalmente são o SAIDI ou a END. A escolha implica em diferenças no cálculo dos incentivos e das penalidades, uma vez que o SAIDI apenas indica a duração das interrupções e a END é determinada com base nas curvas de carga dos consumidores. Dessa forma, quando o indicador regulado utilizado for a END, os incentivos/penalidades devem ser calculados por meio do produto entre a END medida e o custo da interrupção. Quando o indicador regulado utilizado for o SAIDI, uma forma simples para cálculo dos incentivos/penalidades é feita através do produto entre o SAIDI, carga anual média e o custo da interrupção. Ou seja, o uso do SAIDI implicaria em uma aproximação menos precisa da END.

5.3 Política Norueguesa

Um modelo de regressão é utilizado na Noruega para determinar o padrão de desempenho para cada distribuidora em termos da END – "ε(END)", em kWh [13]. O modelo é baseado em dados históricos de continuidade e diversas outras variáveis estruturais, como energia fornecida, extensão de rede e condições meteorológicas. Utilizando o nível estimado de END e os custos médios de interrupção, $c_{m,n}$, para cada classe de consumo, *m*, e para interrupções programadas e não programadas, *n*, calcula-se um custo das interrupções ε(CI) para cada distribuidora em euros:

$$\varepsilon(CI) = \sum_{m,n} \varepsilon(END)_{m,n} \cdot c_{m,n} \qquad \textbf{(5-1)}$$

Ao final de cada ano, o regulador compara o nível estimado de custos de interrupção de cada empresa com aquele de fato verificado (CI). Caso a diferença seja positiva, a mesma é adicionada na receita da empresa, caso contrário, ela é subtraída da receita:

$$\Delta Receita = \varepsilon(CI) - CI \qquad \textbf{(5-2)}$$

Portanto, a política norueguesa segue um comportamento linear, conforme ilustrado em Figura 5-1.

5.4 Política Holandesa

Na política holandesa, a receita total, *R*, de uma distribuidora, *i*, no período regulatório depende do desempenho de qualidade da empresa, π_i, entre dois períodos regulatórios subsequentes, *P1* e *P2* [13]:

$$R_i = R_i^{-q} + \left(\pi_{i,P1} - \pi_{i,P2}\right) \quad \textbf{(5-3)}$$

Onde R_i^{-q} corresponde à receita da empresa *i*, incluindo o ajuste para o índice do preço de varejo e o ganho de eficiência (fator X), mas não o ajuste de qualidade. Para o período regulatório de 3 anos (de T-2 a T-4), o desempenho de qualidade é determinado através do SAIDI. Calcula-se a diferença entre o desempenho médio da empresa nos 3 anos ($\overline{SAIDI_i}$) e o padrão de desempenho ($SAIDI_{std}$), o qual é determinado através da média de todas as empresas reguladas no período regulatório anterior. A diferença entre a média da empresa e o padrão de desempenho é multiplicada pelo número de consumidores, $N_{i,k}$, e o custo das interrupções por minuto, φ. O resultado desse cálculo é aumentado por meio de um abono compensatório, CA_i:

$$\pi_{i,P} = \sum_{T-4}^{T-2} N_{i,k} \cdot \varphi \cdot (SAIDI_{std} - \overline{SAIDI_i}) + CA_i \quad \textbf{(5-4)}$$

De acordo com [6], esta metodologia permite que o incentivo/penalidade máximo seja 5% do lucro total da empresa.

5.5 Política Portuguesa

Em Portugal a política de incentivos/penalidades é baseada na END [13]. Dessa forma, o órgão regulador determina um valor de referência para esse indicador (END_{ref}) com base na energia distribuída em um ano (ED). Por exemplo, em 2005, $END_{ref} = 0{,}0004 \cdot ED$, em 2006, $END_{ref} = 0{,}00019 \cdot ED$.

No caso da política portuguesa, uma banda morta (BM) é utilizada no relacionamento entre o nível da qualidade e incentivos/penalidades. Essa banda morta é da ordem de 12% da END_{ref}. A Figura 5-2 ilustra o esquema da política de incentivos/penalidades portuguesa.

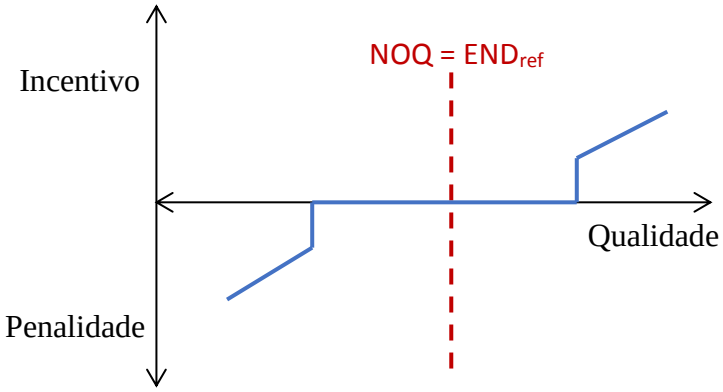


Figura 5-2. Política de Incentivos/Penalidades – Esquema português

Dessa forma, a política de incentivos/penalidades permite três possibilidades:

- Quando a END verificada (END_{med}) for inferior a $END_{ref} - BM$ (indicando um desempenho bom), a receita da distribuidora é acrescida de um valor devido à qualidade de fornecimento (RQF), dado pela seguinte expressão:

$$RQF = \left[\left(END_{ref} - BM\right) - END_{med}\right] \cdot V_{END} \quad \textbf{(5-5)}$$

Onde V_{END} corresponde à taxa de incentivo que expressa o valor da energia não distribuída aos consumidores.

- Quando a END_{med} for superior a $END_{ref} + BM$ (indicando um desempenho ruim), a receita da distribuidora é reduzida de um valor devido à qualidade de fornecimento (RQF), dado pela seguinte expressão:

$$RQF = \left[END_{med} - \left(END_{ref} - BM\right)\right] \cdot V_{END} \quad \textbf{(5-6)}$$

- Quando a END_{med} ficar dentro da região definida pela banda morta, a receita da distribuidora não é afetada.

5.6 Política Italiana

A política de incentivos/penalidades italiana é aplicada de forma distrital (a Itália é composta por aproximadamente 300 distritos). De acordo com a densidade populacional, o distrito é classificado em urbano, suburbano e rural e tem atribuído ao mesmo um padrão de desempenho de referência. No caso da Itália utiliza-se o SAIDI como referência ($SAIDI_{ref}$). O valor verificado do indicador é feito através da média dos dois últimos anos ($SAIDI_{med}$) [13].

Assim como no caso de Portugal, a política de incentivos/penalidades italiana também utiliza uma região de banda morta de 5% do $SAIDI_{ref}$. Além disso, são definidos limites máximos de incentivos e penalidade (UB e LB, respectivamente), cujas fórmulas fogem do escopo da presente discussão. Considerando o consumo total anual dos consumidores não domésticos (E_1) e dos consumidores domésticos (E_2), tem-se três possibilidades:

- Quando o $SAIDI_{med}$ for inferior a $0{,}95 \cdot SAIDI_{ref}$ (indicando um desempenho bom), a receita da distribuidora é acrescida de acordo com a expressão:

$$\Delta R = \left[max\left(SAIDI_{ref} - SAIDI_{med}; UB\right)\right] \cdot \left(\frac{E_1}{8760} \cdot C_1 + \frac{E_2}{8760} \cdot C_2\right) \quad \textbf{(5-7)}$$

- Quando o $\mathrm{SAIDI_{med}}$ for superior a $1{,}05 \cdot \mathrm{SAIDI_{ref}}$ (indicando um desempenho ruim), a receita da distribuidora é reduzida de acordo com a expressão:

$$\Delta R = \left[max\left(SAIDI_{ref} - SAIDI_{med}; LB\right)\right] \cdot \left(\frac{E_1}{8760} \cdot C_1 + \frac{E_2}{8760} \cdot C_2\right) \qquad \textbf{(5-8)}$$

- Quando o $SAIDI_{med}$ ficar dentro da região definida pela banda morta, a receita da distribuidora não é afetada.

  Onde $\mathrm{C_1}$ e $\mathrm{C_2}$, representam os valores médios dos custos de interrupção para os consumidores não domésticos e domésticos, respectivamente. Eles são dados em euros por kW e variam em função do $\mathrm{SAIDI_{med}}$.

5.7 Política Húngara

Na Hungria o regulador desenvolveu um sistema baseado em três indicadores de qualidade: SAIDI, SAIFI e perdas técnicas. O sistema é aplicado utilizando valores médios (de modo a suavizar as variações de um ano para o outro) [13]. Em relação às penalidades, a tarifa é reduzida:

- De 0,5% quando qualquer um dos três indicadores medidos for 5% pior do que o padrão de desempenho, mas inferior a 10%;

- De 1% quando qualquer um dos três indicadores medidos for 10% pior do que o padrão de desempenho;

- Quando mais de um indicador for pior que o padrão de desempenho. No pior caso, uma redução total de 3% é aplicada.

Em referência aos incentivos, quando pelo menos um dos indicadores for 10% melhor do que o padrão de desempenho, e a empresa não estiver sujeita a penalidade devido aos demais indicadores, o limite de lucro autorizado é de 10%.

5.8 Política Brasileira

No Brasil a política de incentivos para melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica é feita através do componente "Q" do fator X. De acordo com a metodologia descrita no submódulo 2.5 do PRORET [30], o objetivo do componente "Q" é incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas em função do comportamento dos indicadores de qualidade técnica e comercial e do atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL. Esta metodologia foi aprovada na segunda fase da Audiência Pública 023/2014 [31], a qual revisou as metodologias e critérios gerais para as revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Em termos de indicadores, na metodologia da ANEEL, a parcela técnica do componente Q é calculada por meio dos indicadores DEC e FEC, enquanto a parcela comercial é aferida através de cinco indicadores, conforme apresentado na tabela abaixo.

Tabela 5-2. Indicadores Fator XQ [30].

SIGLA	INDICADOR	DEFINIÇÃO	PADRÕES DE ATENDIMENTO	DISTRIBUIDORAS AVALIADAS	REGULAMENTAÇÃO
TÉCNICOS					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST
COMERCIAIS					
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	REN nº 574/2012
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas	

SIGLA	INDICADOR	DEFINIÇÃO	PADRÕES DE ATENDIMENTO	DISTRIBUIDORAS AVALIADAS	REGULAMENTAÇÃO
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a: 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010

Embora a avaliação da qualidade seja feita através de componentes da qualidade técnica (Q_T) e comercial (Q_C), os pesos atribuídos a cada indicador são diferentes. A metodologia também considera que os indicadores de atendimento telefônico somente serão avaliados nas empresas com mais de 60.000 unidades consumidoras, o que altera a distribuição dos pesos dos indicadores comerciais para as distribuidoras com menor quantidade de unidades consumidoras. De fato, a regulamentação prevê um período de adaptação que vai até março/2019, onde os pesos serão ajustados gradativamente, até chegar a 100% do fator Xq (Q) da nova metodologia ($0{,}7 \cdot Q_T + 0{,}3 \cdot Q_C$), conforme mostrado na Tabela 5-3.

Tabela 5-3. Pesos dos indicadores no cálculo do fator XQ [30].

DATA	PESOS INDIVIDUAIS	PESOS PARCELAS
Distribuidoras com mais de 60 mil Unidades Consumidoras		
Abr/16 até Mar/17	$Q = 0{,}3 \cdot Q_{DEC} + 0{,}3 \cdot Q_{FEC}$	$Q = 0{,}6 \cdot Q_T$
Abr/17 até Mar/18	$Q = 0{,}375 \cdot Q_{DEC} + 0{,}3 \cdot Q_{FEC} + 0{,}0075 \cdot Q_{INS} + 0{,}00375 \cdot Q_{ICO} + 0{,}00375 \cdot Q_{IAb} + 0{,}03 \cdot Q_{FER} + 0{,}03 \cdot Q_{IASC}$	$Q = 0{,}675 \cdot Q_T + 0{,}075 \cdot Q_C$
Abr/18 até Mar/19	$Q = 0{,}45 \cdot Q_{DEC} + 0{,}27 \cdot Q_{FEC} + 0{,}018 \cdot Q_{INS} + 0{,}009 \cdot Q_{ICO} + 0{,}009 \cdot Q_{IAb} + 0{,}072 \cdot Q_{FER} + 0{,}072 \cdot Q_{IASC}$	$Q = 0{,}72 \cdot Q_T + 0{,}18 \cdot Q_C$
Abr/19 até Mar/20	$Q = 0{,}5 \cdot Q_{DEC} + 0{,}2 \cdot Q_{FEC} + 0{,}04 \cdot Q_{INS} + 0{,}03 \cdot Q_{ICO} + 0{,}03 \cdot Q_{IAb} + 0{,}1 \cdot Q_{FER} + 0{,}1 \cdot Q_{IASC}$	$Q = 0{,}7 \cdot Q_T + 0{,}3 \cdot Q_C$
Distribuidoras com menos de 60 mil Unidades Consumidoras		
Abr/16 até Mar/17	$Q = 0{,}3 \cdot Q_{DEC} + 0{,}3 \cdot Q_{FEC}$	$Q = 0{,}6 \cdot Q_T$

DATA	PESOS INDIVIDUAIS	PESOS PARCELAS
Abr/17 até Mar/18	$Q = 0{,}375 \cdot Q_{DEC} + 0{,}3 \cdot Q_{FEC} + 0{,}0375 \cdot Q_{FER} + 0{,}0375 \cdot Q_{IASC}$	$Q = 0{,}675 \cdot Q_T + 0{,}075 \cdot Q_C$
Abr/18 até Mar/19	$Q = 0{,}45 \cdot Q_{DEC} + 0{,}27 \cdot Q_{FEC} + 0{,}09 \cdot Q_{FER} + 0{,}09 \cdot Q_{IASC}$	$Q = 0{,}72 \cdot Q_T + 0{,}18 \cdot Q_C$
Abr/19 até Mar/20	$Q = 0{,}5 \cdot Q_{DEC} + 0{,}2 \cdot Q_{FEC} + 0{,}15 \cdot Q_{FER} + 0{,}15 \cdot Q_{IASC}$	$Q = 0{,}7 \cdot Q_T + 0{,}3 \cdot Q_C$

Para calcular os coeficientes de cada indicador, o modelo da ANEEL divide as concessionárias em dois grupos definidos pelo porte das empresas, a fim de garantir que as concessionárias de maior porte tenham seus desempenhos comparados entre si. Para a qualidade técnica o porte é definido pelo mercado em grupos acima ou abaixo de 1TWh/ano. Já para a qualidade comercial as distribuidoras foram divididas entre as menores que 60 mil unidades consumidoras e as maiores que esse valor.

Por sua vez, cada um dos grupos foi dividido em duas classes de distribuidoras de acordo com o atendimento ou não do padrão estabelecido: a composta por 25% das melhores (ou piores) e a dos demais 75%. Há, portanto, quatro classes de concessionárias de acordo com seu desempenho: i) 25% melhores do grupo que atende ao padrão; ii) 75% restantes do grupo que atende ao padrão; iii) 25% piores do grupo que não atende ao padrão; e iv) 75% restantes do grupo que não atende ao padrão.

Para determinar os coeficientes de cada indicador, a ANEEL utiliza uma metodologia linear, com limites superiores e inferiores, onde o eixo "x" é a variação dos indicadores (Δi) nos dois últimos anos e o eixo "y" é o coeficiente calculado. A Figura 5-3 apresenta o modelo para as quatro classes de concessionárias.

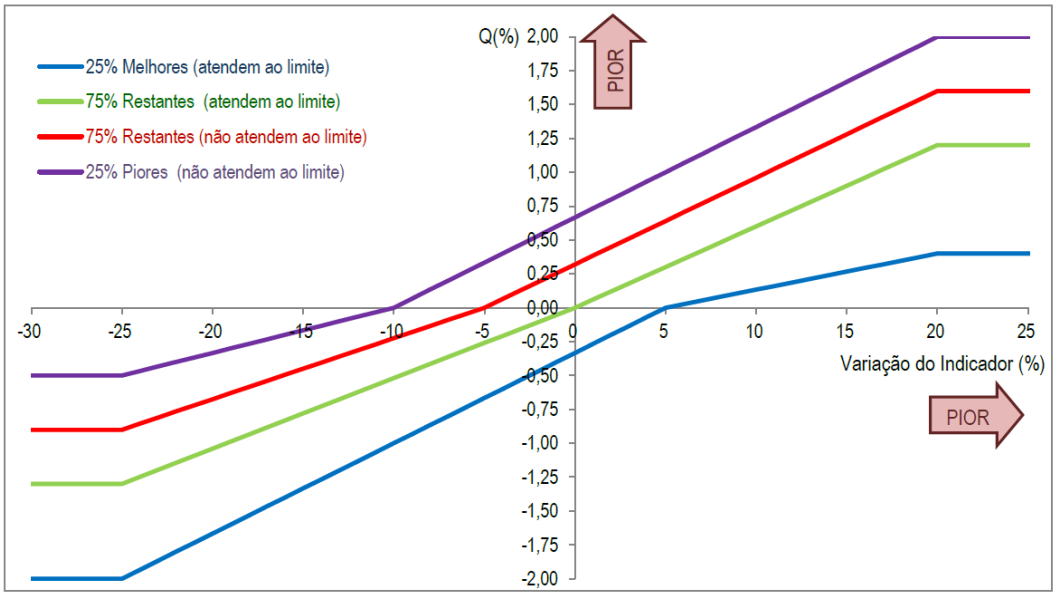


Figura 5-3. Metodologia linear para o Cálculo do Fator Xq no Brasil [30].

Na Figura 5-3, os valores negativos de Qi indicam contribuição para redução do Fator X e, por conseguinte, elevação da Parcela B que resulta em aumento da tarifa. Da mesma forma, valores positivos de Qi leva à redução da tarifa. Variações positivas dos indicadores ($\Delta i > 0$) indicam piora da qualidade para qualquer um dos sete indicadores, e variações negativas ($\Delta i < 0$) significam melhora da qualidade. Cada classe de distribuidora, identificadas por retas distintas na Figura 5-3, possui parâmetros distintos de tolerância, inclinação, amplitude e saturação, cujos conceitos e efeitos foram descritos na documentação da Audiência Pública 023/2014 [31]. Para melhor entendimento do modelo, estes conceitos estão transcritos abaixo.

- ***Tolerância:*** *é o percentual de Δi no ponto em que a reta passa pelo eixo x e significa o valor máximo da variação do indicador de qualidade a partir do qual a concessionária passa a ter Qi positivo (o que leva à redução da tarifa). Em geral, distribuidoras com os melhores indicadores de qualidade podem piorar até certo percentual (tolerância positiva) e, mesmo assim, não sofrer redução na tarifa. A justificativa para tanto é que empresas que possuem níveis de qualidade muito elevados estão sujeitas há variações de seus indicadores em função de efeitos externos à sua gestão. Por outro lado, distribuidoras com indicadores muito ruins possuem tolerância negativa (maior esforço para ter efeito de aumento de tarifa), pois possuem grande espaço para melhorar seus indicadores.*

- ***Inclinação das retas:*** *indica o grau de incentivo ou desincentivo aplicado às concessionárias pelo modelo. Em geral, a reta não possui a mesma inclinação na região abaixo do eixo "x" (onde há efeito de elevação da tarifa) e acima do eixo "x" (onde há efeito redutor da tarifa). Com isso, as distribuidoras que, ao longo dos anos, apresentarem comportamento "de gangorra" na variação de indicador (melhora e piora de forma cíclica ao longo dos anos) apresentarão resultados diferentes, conforme sua classe.*

- ***Saturação e Amplitude:*** *A partir de certo valor de* Δi *(nível de saturação), os efeitos permanecem constantes, o que define também o valor máximo e o mínimo de Qi (amplitude) para cada classe. O nível de saturação foi calibrado para cada tipo de indicador conforme a média e o desvio padrão observados nas amostras analisadas. Busca-se, assim, não desincentivar a ocorrência de grandes melhorias em apenas um ano (comportamento factível para empresas com baixa qualidade), nem reduzir demasiadamente as tarifas em função de eventuais pioras de distribuidoras com boa qualidade. A amplitude, por sua vez, foi calibrada para o gerar incentivo ou desincentivo na medida justa para cada classe das distribuidoras.*

A seguir é apresentada a tabela resumo com todas as equações das diferentes retas que determinam os coeficientes dos sete indicadores considerados no Fator Xq [30].

Tabela 5-4. Fórmulas da metodologia do fator Xq da ANEEL [30].

DEC

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

FEC

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

FER

Classe	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem ao padrão)	Δi =< - 45%	$Q_i = -2{,}00$
	- 45% < Δi < 15%	$Q_i = 0{,}0333 x \Delta i - 0{,}500$
	15% < Δi < 30%	$Q_i = 0{,}0133 x \Delta i - 0{,}200$
	Δi >= 30%	$Q_i = 0{,}200$
75% restantes (atendem ao padrão)	Δi =< - 45%	$Q_i = -1{,}4$
	- 45% < Δi < 0%	$Q_i = 0{,}0311 x \Delta i$
	0% < Δi < 30%	$Q_i = 0{,}0167 x \Delta i$
	Δi >= 30%	$Q_i = 0{,}500$
75% restantes (não atendem ao padrão)	Δi =< - 45%	$Q_i = -0{,}700$
	- 45% < Δi < -15%	$Q_i = 0{,}0233 x \Delta i + 0{,}350$
	-15% < Δi < 30%	$Q_i = 0{,}0356 x \Delta i + 0{,}533$
	Δi >= 30%	$Q_i = 1{,}60$
25% piores (não atendem ao padrão)	Δi =< - 45%	$Q_i = -0{,}300$
	- 45% < Δi < -30%	$Q_i = 0{,}0200 x \Delta i + 0{,}600$
	-30% < Δi < 30%	$Q_i = 0{,}0333 x \Delta i + 1{,}00$
	Δi >= 30%	$Q_i = 2{,}00$

IASC

Classe	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem ao padrão)	Δi =< - 20%	$Q_i = -2{,}00$
	- 20% < Δi < 5%	$Q_i = 0{,}0800 x \Delta i - 0{,}400$
	5% < Δi < 15%	$Q_i = 0{,}0300 x \Delta i - 0{,}150$
	Δi >= 15%	$Q_i = 0{,}300$
75% restantes (atendem ao padrão)	Δi =< - 20%	$Q_i = -1{,}40$
	- 20% < Δi < 0%	$Q_i = 0{,}0700 x \Delta i$
	0% < Δi < 15%	$Q_i = 0{,}0467 x \Delta i$
	Δi >= 15%	$Q_i = 0{,}700$
75% restantes (não atendem ao padrão)	Δi =< - 20%	$Q_i = -0{,}800$
	- 20% < Δi < -5%	$Q_i = 0{,}0533 x \Delta i + 0{,}267$
	-5% < Δi < 15%	$Q_i = 0{,}0800 x \Delta i + 0{,}400$
	Δi >= 15%	$Q_i = 1{,}60$
25% piores (não atendem ao padrão)	Δi =< - 20%	$Q_i = -0{,}400$
	- 20% < Δi < -10%	$Q_i = 0{,}0400 x \Delta i + 0{,}400$
	-10% < Δi < 15%	$Q_i = 0{,}0800 x \Delta i + 0{,}800$
	Δi >= 15%	$Q_i = 2{,}00$

INS

Classe	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem ao padrão)	Δi =< - 9%	$Q_i = -2{,}00$
	- 9% < Δi < 3%	$Q_i = 0{,}167 x \Delta i - 0{,}500$
	3% < Δi < 6%	$Q_i = 0{,}0667 x \Delta i - 0{,}200$
	Δi >= 6%	$Q_i = 0{,}200$
75% restantes (atendem ao padrão)	Δi =< - 9%	$Q_i = -1{,}20$
	- 9% < Δi < 0%	$Q_i = 0{,}133 x \Delta i$
	0% < Δi < 6%	$Q_i = 0{,}0833 x \Delta i$
	Δi >= 6%	$Q_i = 0{,}500$
75% restantes (não atendem ao padrão)	Δi =< - 9%	$Q_i = -0{,}500$
	- 9% < Δi < -3%	$Q_i = 0{,}0833 x \Delta i + 0{,}250$
	-3% < Δi < 6%	$Q_i = 0{,}167 x \Delta i + 0{,}500$
	Δi >= 6%	$Q_i = 1{,}50$
25% piores (não atendem ao padrão)	Δi =< - 9%	$Q_i = -0{,}300$
	- 9% < Δi < -6%	$Q_i = 0{,}100 x \Delta i + 0{,}600$
	-6% < Δi < 6%	$Q_i = 0{,}167 x \Delta i + 1{,}000$
	Δi >= 6%	$Q_i = 2{,}00$

IAb

Classe	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem ao padrão)	Δi =< - 4%	$Q_i = -2{,}00$
	- 4% < Δi < 1%	$Q_i = 0{,}400 x \Delta i - 0{,}400$
	1% < Δi < 3%	$Q_i = 0{,}100 x \Delta i - 0{,}100$
	Δi >= 3%	$Q_i = 0{,}200$
75% restantes (atendem ao padrão)	Δi =< - 4%	$Q_i = -1{,}40$
	- 4% < Δi < 0%	$Q_i = 0{,}350 x \Delta i$
	0% < Δi < 3%	$Q_i = 0{,}167 x \Delta i$
	Δi >= 3%	$Q_i = 0{,}500$
75% restantes (não atendem ao padrão)	Δi =< - 4%	$Q_i = -0{,}600$
	- 4% < Δi < -1%	$Q_i = 0{,}200 x \Delta i + 0{,}200$
	- 1% < Δi < 3%	$Q_i = 0{,}350 x \Delta i + 0{,}350$
	Δi >= 3%	$Q_i = 1{,}40$
25% piores (não atendem ao padrão)	Δi =< - 4%	$Q_i = -0{,}300$
	- 4% < Δi < -2%	$Q_i = 0{,}150 x \Delta i + 0{,}300$
	-2% < Δi < 3%	$Q_i = 0{,}400 x \Delta i + 0{,}800$
	Δi >= 3%	$Q_i = 2{,}00$

ICO

Classe	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem ao padrão)	Δi =< - 6%	$Q_i = -2{,}00$
	- 6% < Δi < 2%	$Q_i = 0{,}250 x \Delta i - 0{,}500$
	2% < Δi < 4%	$Q_i = 0{,}100 x \Delta i - 0{,}200$
	Δi >= 4%	$Q_i = 0{,}200$
75% restantes (atendem ao padrão)	Δi =< - 6%	$Q_i = -1{,}40$
	- 6% < Δi < 0%	$Q_i = 0{,}233 x \Delta i$
	0% < Δi < 4%	$Q_i = 0{,}175 x \Delta i$
	Δi >= 4%	$Q_i = 0{,}700$
75% restantes (não atendem ao padrão)	Δi =< - 6%	$Q_i = -0{,}800$
	- 6% < Δi < -2%	$Q_i = 0{,}200 x \Delta i + 0{,}400$
	- 2% < Δi < 4%	$Q_i = 0{,}233 x \Delta i + 0{,}467$
	Δi >= 4%	$Q_i = 1{,}40$
25% piores (não atendem ao padrão)	Δi =< - 6%	$Q_i = -0{,}300$
	- 6% < Δi < -4%	$Q_i = 0{,}150 x \Delta i + 0{,}600$
	-4% < Δi < 4%	$Q_i = 0{,}250 x \Delta i + 1{,}00$
	Δi >= 4%	$Q_i = 2{,}00$

6 Análise Crítica da Regulação Brasileira

Nesse capítulo é apresentada uma análise crítica da atual legislação brasileira quanto à continuidade no fornecimento no Brasil, considerando os quatro instrumentos regulatórios da qualidade do serviço: Indicadores de continuidade, padrões mínimos de qualidade, políticas de incentivos e compensações. Segundo [13], e de forma geral, esses instrumentos regulatórios abordam os aspectos mais importantes que devem ser observados dentro da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica, permitindo uma análise comparativa internacional. Este capítulo justifica a elaboração do trabalho de doutorado e destaca os pontos de aprimoramento do arcabouço regulatório a serem considerados na proposta desse trabalho.

6.1 Metodologia para a Fixação de Limites Individuais

Os limites mensais dos indicadores de qualidade do serviço do PRODIST foram obtidos como resultado do estudo estatístico realizado pela ANEEL mediante a nota técnica no. 092/2009 SRD-ANEEL [32]. Nesse estudo, foram analisados os desempenhos dos indicadores de continuidade individual de todos os conjuntos de 36 empresas nos anos 2007 e 2008.

O estudo baseou-se na formação de histogramas de frequência relativa acumulada dos indicadores mensais dos clientes (DIC, FIC e DMIC), de cada conjunto de unidades consumidoras, classificados por nível de Tensão (MT e BT) e localização (Urbana e Rural). Isto implica em uma segregação dos clientes dos conjuntos, já que, como a conformação dos

conjuntos está baseada geralmente na área de abrangência de uma subestação, pode acontecer que o mesmo conjunto esteja conformado por clientes de MT e BT urbanos e rurais.

Assim, todos os registros mensais dos indicadores individuais de um determinado conjunto (por exemplo: de BT Urbana) são agrupados em intervalos de horas para o DIC e o DMIC e em número de interrupções para o FIC. Com os dados agrupados em faixas dos indicadores individuais, obtém-se os histogramas de frequência relativa e frequência acumulada, em relação ao número total de registros individuais de um ano. A Figura 6-1 apresenta um exemplo destes histogramas para o indicador FIC de um conjunto.

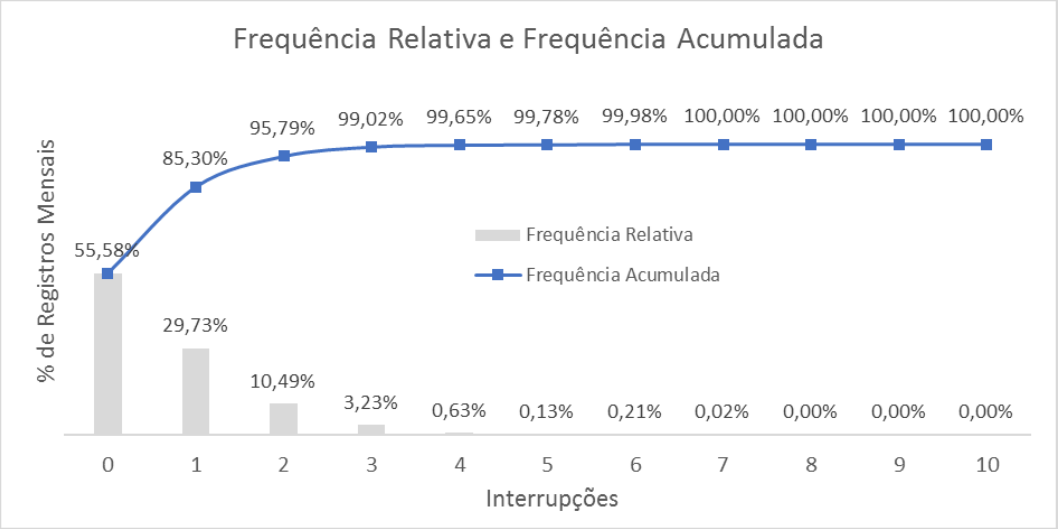


Figura 6-1. Frequência relativa e frequência relativa acumulada dos registros mensais do indicador FIC de um conjunto.

Em [32], a ANEEL estabeleceu que os clientes a serem ressarcidos pela ultrapassagem dos limites de qualidade do serviço seriam aqueles cujos registros mensais de interrupção estiverem na faixa de 10% dos registros com pior atendimento no ano. Na Figura 6-1, este percentual é representado pelo valor 90% nos histogramas de frequência acumulada.

A Figura 6-2 mostra um exemplo das frequências acumuladas dos três indicadores individuais DIC, FIC e DMIC dos registros mensais de baixa tensão urbana de um conjunto. Na Figura 6-2, podem ser observados, por exemplo, os valores correspondentes à probabilidade 90% na curva do DIC no valor de 4 horas mensais. O valor 90% do FIC para o mesmo caso é de 2 interrupções (sempre é um número inteiro) mensais e para o DMIC é de 1,9 horas mensais.

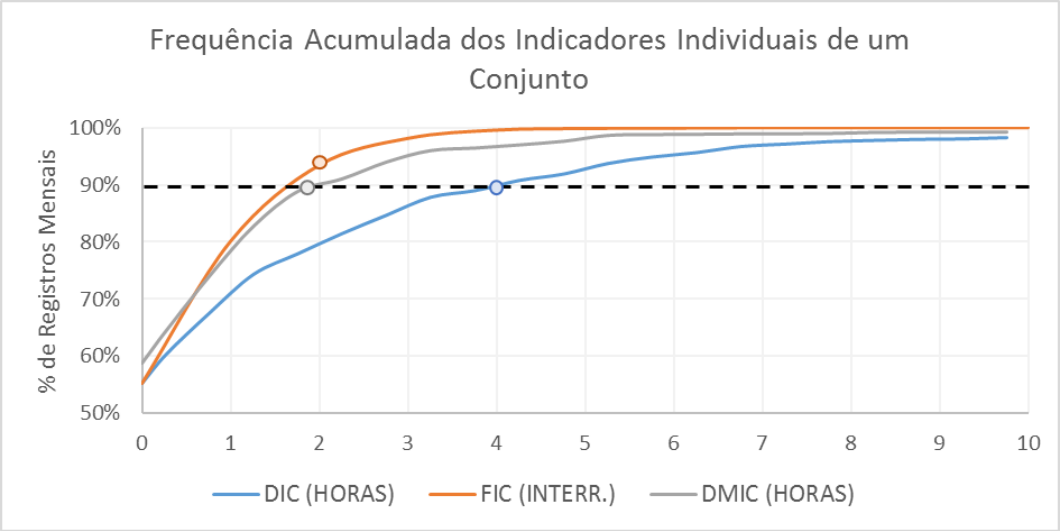


Figura 6-2. Exemplo: frequência acumulada mensal dos indicadores DIC, FIC e DMIC de um conjunto.

Através da Figura 6-2, observa-se certa dificuldade no atendimento do critério de ressarcimento (90%) do FIC, pois, eventualmente, entre 1 interrupções e 2 interrupções a diferença de registros alocados é muito grande.

Ainda de acordo com a nota técnica no. 092/2009 SRD-ANEEL [32], a fixação dos limites individuais é obtida através da correlação entre os valores 90% de DIC, FIC e DMIC dos registros mensais com as metas anuais de DEC e FEC dos conjuntos. No entanto, observou-se que esses valores apresentam uma grande dispersão, prejudicando a fixação e possível atualização dos limites.

Para corroborar isto, foram feitas análises estatísticas com os dados de baixa tensão urbana dos conjuntos de 6 empresas distribuidoras de energia. Os bancos de dados utilizados neste item, fazem parte do universo das 36 empresas, as quais foram utilizadas pela ANEEL em [32] (dados de 2007 e 2008) para a fixação dos limites individuais de continuidade do PRODIST. Nessas análises, primeiro será apresentada uma correlação dos indicadores individuais DIC e FIC vs. os indicadores coletivos anuais apurados DEC e FEC de 400 conjuntos. Depois a mesma análise será repetida trocando os indicadores anuais apurados pelas metas anuais dos conjuntos, que corresponde ao critério usado pela ANEEL.

A hipótese da primeira análise é baseada em que, instintivamente, deveria haver uma correlação entre os indicadores coletivos apurados dos conjuntos e os valores 90% dos indicadores

individuais. No entanto, a primeira consideração relevante é que os registros individuais são segregados em grupos de níveis de tensão e localização que podem não estar nas mesmas proporções dentro do conjunto, o que afetaria o grau de correlação dos indicadores individuais de um grupo com o indicador total do conjunto. Por exemplo, suponha-se que um conjunto "x" tem um DEC anual de 10 horas e que 95% dos seus clientes pertencem ao grupo BT-URB e o restante 5% se encontram no grupo MT-URB. Neste exemplo, é obvio que o grupo BT-URB terá maior correlação com o DEC total do conjunto, pois a participação dos clientes deste grupo é muito maior. Por esse motivo, as figuras a seguir são do grupo BT-URB que correspondem a 88,02% dos dados analisados.

Na Figura 6-3 e na Figura 6-4, o coeficiente de determinação R^2, que indica a proporção de variação da variável independente (DIC 90% Mensal) que é explicada pela variável dependente (DEC Apurado Anual) é baixo (0,44). Isto significa que, os indicadores DEC e FEC apurados (eixo x) do conjunto compostos pelas classificações: BT urbana, BT não urbana, MT urbana e MT não urbana, não conseguem explicar a variação do parâmetro DIC e FIC 90% Mensal de baixa tensão urbana (eixo y). De forma geral, observa-se que existe uma tendência crescente dos indicadores 90% com relação aos indicadores coletivos, porém estatisticamente a mesma não pode ser explicada com uma regressão linear simples como a estabelecida pela ANEEL (linhas vermelhas das figuras).

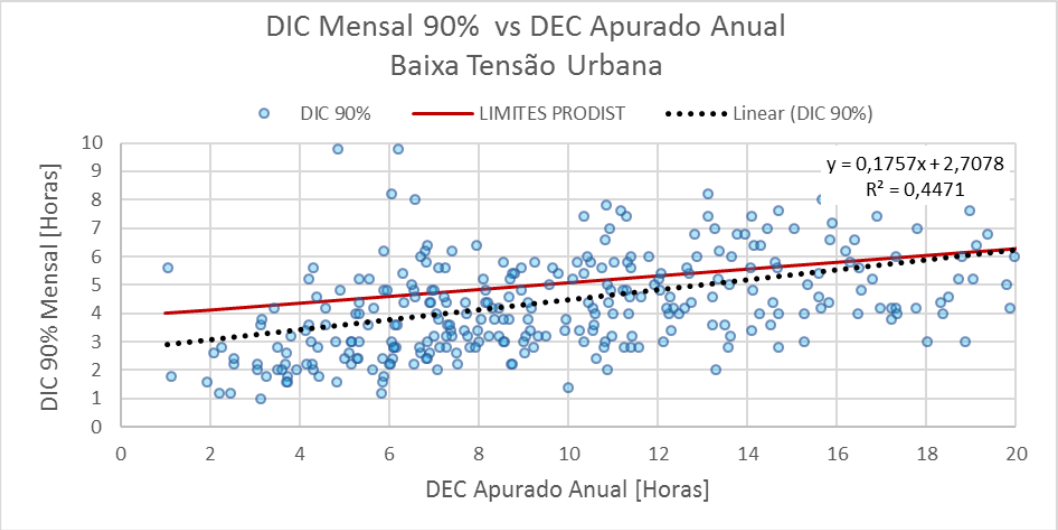


Figura 6-3. DIC 90% mensal vs. DEC apurado anual.

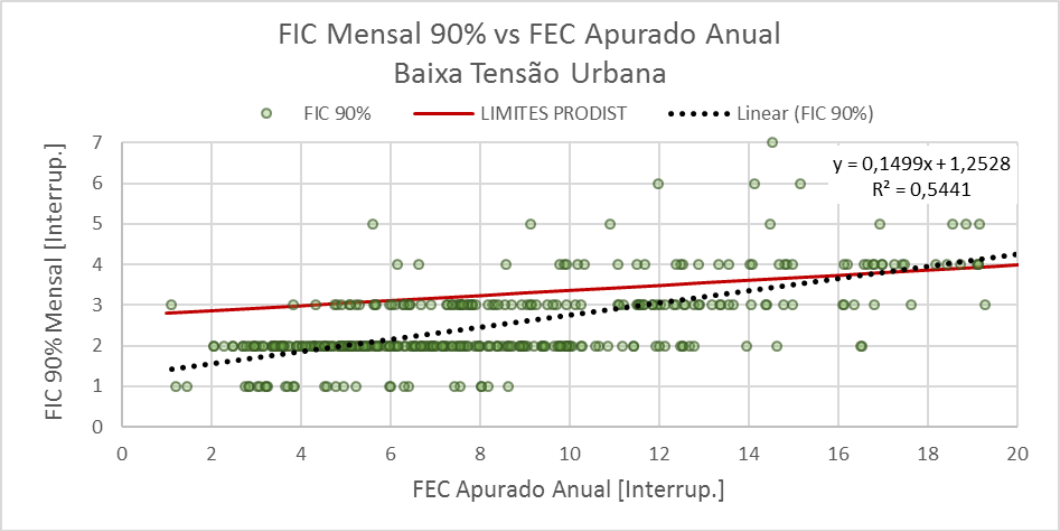


Figura 6-4. FIC 90% mensal vs. FEC apurado anual.

No caso dos limites mensais do FIC, chama a atenção que os limites apresentados no PRODIST, representados pela linha vermelha na Figura 6-4, tenham valores com casas decimais já que a frequência das interrupções dos clientes é registrada em números inteiros. Por exemplo, na tabela 4 (limites para baixa tensão urbana) do módulo 8 do PRODIST aparece o limite de FIC 6,47 interrupções para uma meta de FEC anual de 8 interrupções.

Na segunda análise, o valor das abcissas é trocado pelas metas anuais dos conjuntos, que são estabelecidas pela ANEEL através do critério de comparação entre conjuntos. A intenção dessa análise é verificar se as metas têm uma maior correlação com os valores DIC e FIC 90% do que os dados apurados dos conjuntos.

Porém, como mostrado na Figura 6-5 e na Figura 6-6, há uma piora nos coeficientes de determinação R^2, que em parte pode ser causada pela própria metodologia de fixação de metas coletivas, onde os atributos dos conjuntos, usados na primeira versão do PRODIST, podem não explicar a qualidade do fornecimento dos mesmos.

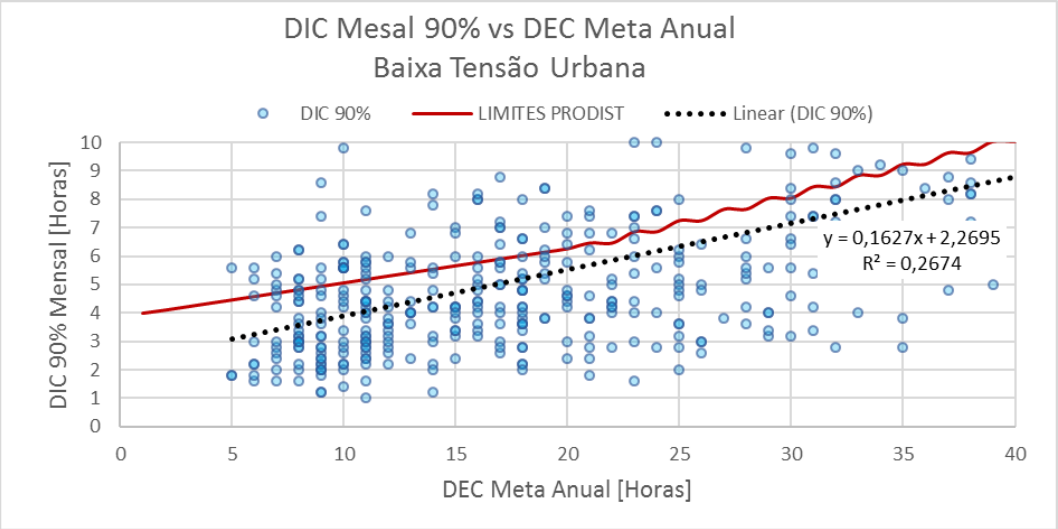


Figura 6-5. DIC 90% mensal vs. DEC meta anual.

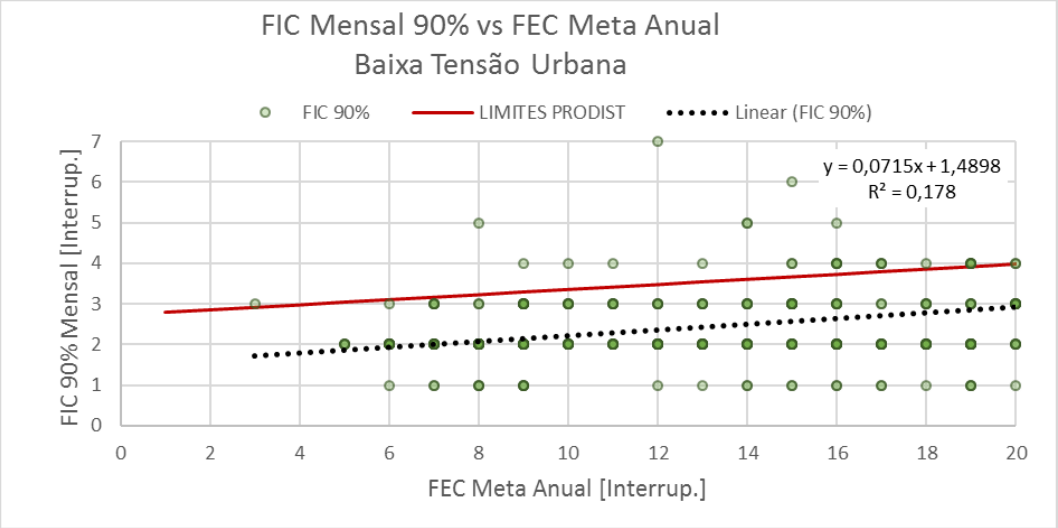


Figura 6-6. FIC 90% mensal vs. FEC meta anual.

Além das análises anteriores, e de acordo com a pesquisa internacional, não foi encontrado outro país que use limites individuais variáveis dentro do mesmo nível de tensão e/ou localização de uma mesma área de concessão, o que confunde a sociedade nos temas relacionados à transgressão dos limites de continuidade do fornecimento.

6.2 Tarifas Iguais vs. Limites de Continuidade Individual Diferenciados

Uma das preocupações da sociedade a respeito aos procedimentos de distribuição (PRODIST) é o fato dos usuários finais terem a mesma tarifa de energia, independentemente do nível variável de qualidade definido pela legislação. Dentro da mesma área de concessão, dependendo do nível de tensão de atendimento e localização, todos os usuários de uma mesma classe tarifária (A4, B1, R, etc.) pagam a mesma estrutura tarifária. No entanto, os mesmos têm ressarcimentos diferenciados quando são compensados caso a concessionária ultrapasse o limite de qualidade estabelecido para o fornecimento de energia elétrica. A Figura 6-7 apresenta os limites mensais dos indicadores individuais estabelecidos no PRODIST para os usuários atendidos em baixa tensão urbana.

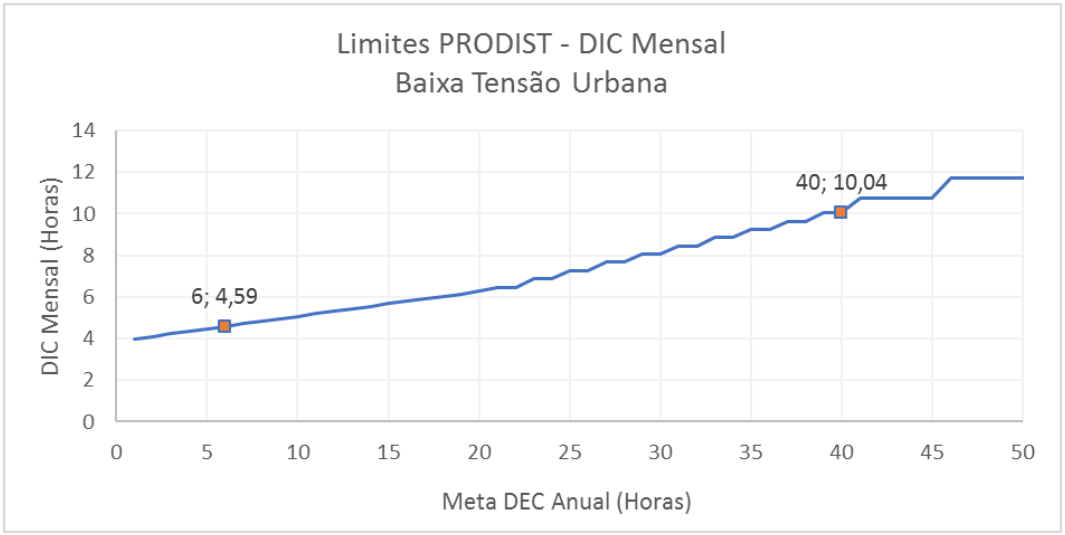


Figura 6-7. Limites PRODIST – DIC Mensal em baixa tensão urbana.

Na Figura 6-7, um consumidor que faz parte de um determinado conjunto "A" com um desempenho anual (DEC) de 6 horas teria que aguardar 4,59 horas (limite mensal do DIC) de desligamento acumulado no mês para começar a ser ressarcido pela ultrapassagem dos limites de qualidade. Outro consumidor que pertence a um determinado conjunto "B", com um desempenho anual de 40 horas, teria que aguardar 10,04 horas de desligamento acumulado no mês para começar a ser ressarcido pela ultrapassagem do limite de DIC.

Para ilustrar melhor o impacto desta situação, admite-se a ocorrência de um evento de 2 horas que desliga unidades consumidoras tanto no conjunto "A" quanto no conjunto "B", e que os DICs acumulados mensais dos dois conjuntos no mês fossem de 4 e 7 horas, respectivamente. Devido a essa ocorrência, os consumidores do conjunto com melhor desempenho (conjunto "A") começariam a ser ressarcidos a partir das 4,59 horas. Já os consumidores do conjunto "B", apesar de ter as mesmas condições tarifárias, ainda estariam uma hora abaixo do limite para começarem a ser ressarcidos por uma qualidade fora dos limites estabelecidos pela ANEEL.

De acordo com [32], o procedimento para o estabelecimento dos limites foi concebido com a finalidade principal de incentivar à melhoria da qualidade do serviço das concessionárias e não com o intuito de homogeneizar os ressarcimentos dos usuários com qualidade do serviço acima dos limites. Isto contradiz os conceitos utilizados nos regulamentos de outros países, onde a compensação está obrigatoriamente focada ao ressarcimento dos clientes pela má qualidade do fornecimento de energia elétrica. Nesses mesmos documentos, para incentivar à melhoria da qualidade das distribuidoras são usados os instrumentos de incentivos/penalidades, onde os investimentos à melhoria são reconhecidos com uma percentagem na tarifa paga pelos clientes.

6.3 Compensações Irrisórias e Percentagem de Clientes compensados

Conforme estabelecido na seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST, a compensação pela transgressão dos limites de continuidade dos indicadores individuais é calculada utilizando os indicadores individuais apurados e a parcela de encargos de uso do sistema de distribuição (EUSD) que depende dos dados do consumo e contrato de demanda.

Utilizando as fórmulas para o cálculo das compensações apresentadas na Tabela 4-12, nesta seção foi analisada uma conta de energia de aproximadamente R$ 100 (Abril/2016) de um consumidor residencial pertencente a uma empresa paulista.

FORNECIMENTO		R$	75,45
Consumo [kWh] x TUSD [R$/kWh]			
173	0,19896	R$	34,42
Consumo [kWh] x TE [R$/kWh]			
173	0,23715	R$	41,03
TRIBUTOS		R$	15,47
BASE DE CÁLCULO	R$ 90,92		
PIS/PASEP	0,90%	R$	0,82
COFINS	4,12%	R$	3,75
ICMS	12,0%	R$	10,91
OUTROS ITENS FINANCEIROS		R$	9,32
COSIP		R$	9,32
TOTAL FATURA		R$	100,24

Nota: Valores reais de uma fatura cliente BT de uma concessionária em abril/16

Figura 6-8. Dados de uma conta de energia de aproximadamente R$ 100.

Supondo que o consumidor do exemplo pertença a um conjunto com DEC anual de 8 horas e um FEC anual de 6 interrupções, os limites de continuidade mensais dos indicadores DIC, FIC, e DMIC seriam 4,83 horas, 3,11 interrupções e 2,69 horas respectivamente (Anexo I do PRODIST). Para esse consumidor foi analisada uma única falta de energia de 12 horas contínuas no mês. Deste modo, o consumidor teria 12 horas de DIC, 1 interrupção de FIC e 12 horas de DMIC (Figura 6-9).

Exemplo de compensação mensal

Conjunto do Cliente

DEC Meta Anual = 8 horas

FEC Meta Anual = 6 interrupções

Limites Mensais:

DIC [h]	FIC[No.]	DMIC [h]
4,83	3,11	2,69

Valores Verificados no Mês:

DIC [h]	FIC[No.]	DMIC [h]
12	1	12

Valor das Compensações:

DIC [h]	FIC[No.]	DMIC [h]
R$ 5,07		R$ 6,58

Figura 6-9. Exemplo de compensação pela ultrapassagem dos limites mensais DIC e DMIC.

No cenário analisado, a empresa teria ultrapassado os limites de DIC e DMIC. Os custos das compensações desses dois indicadores seriam de R$ 5,07 para o DIC e R$ 6,58 para o DMIC. De acordo com os critérios de compensação do PRODIST, "quando ocorrer violação de mais de um indicador de continuidade individual, no período de apuração, deverá ser considerado, para efeito de compensação, aquele indicador que apresentar o maior valor". Portanto, no exemplo, o usuário que paga uma conta de energia de R$100 recebe R$6,58 pelo desconforto de 12 horas sem energia. Nestas situações, a insatisfação dos consumidores afetados por interrupções muito longas pode ser agravada devido aos baixos valores dos ressarcimentos recebidos frente aos possíveis transtornos ocasionados.

Por outro lado, ao comparar os pagamentos de compensações no ambiente nacional com aqueles feitos no Reino Unido, percebem-se divergências muito grandes das duas realidades, independentemente dos níveis de qualidade diferenciados (no Brasil o DEC anual está em torno de 18 horas, enquanto que no Reino Unido está em torno de 1 hora). De acordo com as informações dos relatórios Consumer Focus. Guaranteed Standards of electricity distribution de 2011 [33] e 2012 [34], as compensações pagas no Reino unido estão em torno de £54. No Brasil, de acordo com as informações disponíveis no site da Aneel, as compensações médias brasileiras estão em torno de R$4,00 (histórico de 2010 a 2015). Logo, nota-se que os valores pagos aos consumidores por um fornecimento de energia com qualidade precária são muito inferiores ao valor pago nos países de primeiro mundo.

Uma explicação para os baixos valores das compensações está na quantidade de pagamentos feitos ou clientes compensados. Enquanto que no Reino Unido apenas 0,12% dos clientes são compensados por ano, no Brasil, cerca de 10% dos clientes são compensados. Tal aspecto faz com que as compensações tenham um sinal regulatório de indução à melhoria de desempenho mais forte, nas regiões com limites mais rigorosos e com qualidade melhor, do que a melhoria global das empresas.

Através desses valores médios, pode-se fazer uma estimação grosseira segundo a qual, caso apenas 1% dos consumidores fosse de compensado pela qualidade de energia precária (nível 4 vezes superior ao do Reino Unido), a compensação média seria de R$ 90,00 por consumidor. Assumindo uma compensação média de R$ 45,00 por consumidor, e 1 % de consumidores compensados, o montante destinado a pagamento de compensações poderia ser reduzido pela

metade. Mesmo assim, as empresas ainda não seriam induzidas a melhorar a sua qualidade em termos globais, ou seja, o sinal regulatório dado pelo pagamento de compensações ainda seria mais forte que aquele dado pelas políticas de incentivo/penalidades. Cabe ressalvar que, o exemplo acima assume uma proporcionalidade direta entre a quantidade de compensações e o montante destinado às compensações e ignora aspectos externos como a não linearidade existente na determinação das transgressões dos limites de qualidade nos conjuntos elétricos.

A fim de exemplificar a questão anterior, a seguir é apresentado um comparativo de compensações anuais (duração e frequência) do caso português, disponíveis no Anexo 1 dos Relatórios de Qualidade de Serviço da EDP [35], com as compensações anuas de DIC e FIC de algumas empresas brasileiras, disponíveis no site da ANEEL (Dados de 2012).

Tabela 6-1. Comparativo 1 de compensações anuais de Portugal vs. empresas brasileiras.

Empresas	SAIDI / DEC	SAIFI / FEC	Parcela B	Clientes Totais	Clientes Compensados	Valor das Compensações	Valor Médio da Compensação	Clientes Compensados / Total Clientes	Compensações / Parcela B
	Horas	Interrupções	[R$]	[No.]	[No.]	[R$]	[R$]	[%]	[%]
PORTUGAL (EDP)	1,33	1,64	1.173.795.000	6.119.019	14.339	296.137	20,7	0,2%	0,025%
CELPE	19,32	8,06	1.051.863.337	3.130.951	633.939	98.352	0,2	20,2%	0,009%
COPEL - DIS	10,25	7,84	1.544.354.530	3.989.313	426.083	2.014.429	4,7	10,7%	0,130%
CPFL PAULISTA	10,09	9,01	1.561.175.574	3.778.969	234.980	1.006.547	4,3	6,2%	0,064%
ELETROPAULO	8,35	4,65	2.128.281.112	6.518.814	99.621	721.361	7,2	1,5%	0,034%

Considerações gerais do comparativo da Tabela 6-1.

- A EDP Portugal é responsável por 95% do mercado de energia elétrica do Portugal, em 2012 a empresa apresentou um desempenho de 1,33 horas e 1,64 interrupções, o qual é compatível com os padrões da Europa.

- Portugal tem compensações que variam de acordo com o consumo dos seus clientes e tal como estipulado no Regulamento de Qualidade do Serviço (Artigo 52) [21], sempre que o montante a ser creditado aos clientes, a título de compensação individual, for inferior a 0,50€ o mesmo deve ser transferido para um fundo de reforço dos investimentos para melhoria da qualidade de serviço nas zonas afetadas. Assim, para efeitos comparativos, nos valores apresentados na tabela estão inclusas todas as compensações independentemente do destino da compensação.

- Os valores da EDP Portugal aparecem em reais a uma taxa de conversão de que 1 euro equivale a 3,27 reais (agosto de 2013).

- Os valores da Parcela B das empresas brasileiras aparecem em resoluções específicas no site da ANEEL. A Parcela B da empresa EDP aparece na estrutura tarifária do setor elétrico de Portugal, em 2012 [10].

Note-se que, na Tabela 6-1 o valor das compensações da EDP é relativamente elevado, mas a percentagem de usuários compensados é muito menor do que nas empresas Brasileiras, o que evita a pulverização das compensações. Fazendo um exercício inverso, fixando a percentagem de usuários compensados no valor da EDP, e mantendo os valores das compensações das empresas, se obtêm resultados interessantes.

Tabela 6-2. Comparativo 2 de compensações anuais de Portugal vs. empresas brasileiras.

Empresas	SAIDI / DEC	SAIFI / FEC	Parcela B	Clientes Totais	Clientes Compensados	Valor das Compensações	Valor Médio da Compensação	Clientes Compensados / Total Clientes	Compensações / Parcela B %
	Horas	Interrupções	[R$]	[No.]	[No.]	[R$]	[R$]	[%]	[%]
PORTUGAL (EDP)	1,33	1,64	1.173.795.000	6.119.019	14.339	296.137	20,7	0,2%	0,025%
CELPE	19,32	8,06	1.051.863.337	3.130.951	7.337	98.352	13,4	0,2%	0,009%
COPEL - DIS	10,25	7,84	1.544.354.530	3.989.313	9.348	2.014.429	215,5	0,2%	0,130%
CPFL PAULISTA	10,09	9,01	1.561.175.574	3.778.969	8.855	1.006.547	113,7	0,2%	0,064%
ELETROPAULO	8,35	4,65	2.128.281.112	6.518.814	15.276	721.361	47,2	0,2%	0,034%

Neste caso, a compensação média das empresas brasileiras (excluindo a CELPE) é muito maior do que a compensação média paga pela EDP Portugal. Entretanto, um comparativo completo da compensação real das empresas brasileiras deveria levar em consideração o montante das compensações pagas por transgressões mensais e trimestrais. Apesar disso, na memória dos usuários, a compensação continua sendo irrisória tendo em conta os valores de compensação pagos por 12 horas de desconforto (Figura 6-9) e os níveis desempenho das empresas distribuidoras no Brasil.

6.4 Desempenho vs. Compensações

De acordo com a Nota técnica 092/20009 SRD-ANEEL, o princípio básico para a formulação de limites individuais em função de metas coletivas dos conjuntos se baseou na premissa de

abranger mais unidades consumidoras, destacado que o objetivo da compensação era estimular a distribuidora a melhorar seus serviços, mesmo através de pequenas compensações que são parte de um somatório que garante o estímulo financeiro. Contudo, como apresentado na Figura 6-10, o sinal regulatório para melhoria da qualidade através das compensações não tem surgido um efeito positivo no DEC do país, desde que o PRODIST entrou em vigência no início do ano 2009 (mas com efeito real nas compensações a partir do ano 2010).

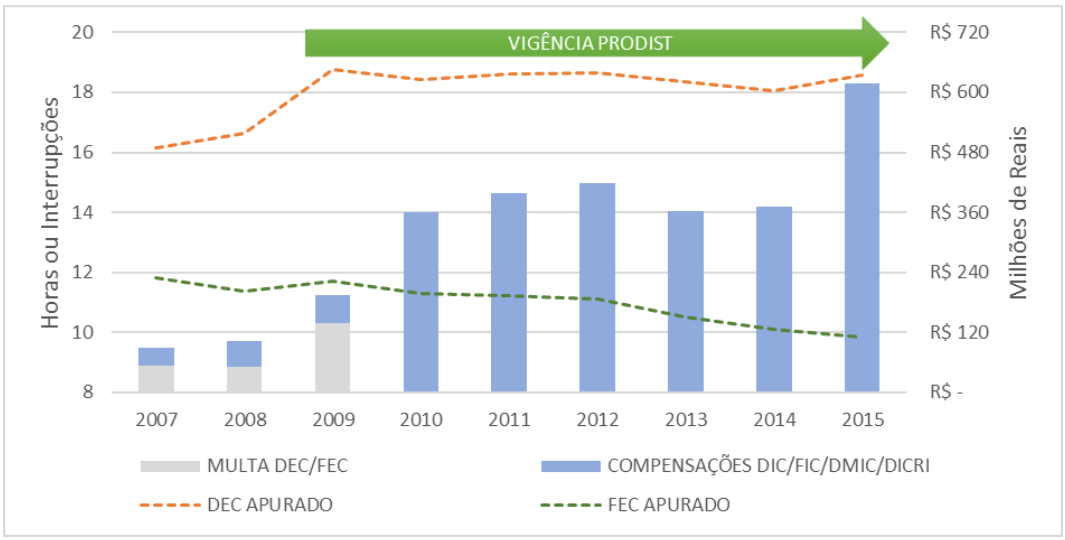


Figura 6-10. Evolução dos Indicadores de Continuidade DEC e FEC do Brasil e as compensações pagas pelas transgressões dos limites coletivos e individuais.

No primeiro ano de validade do PRODIST, ainda estavam vigentes as multas pela ultrapassagem dos indicadores coletivos que deviam ser pagas à ANEEL, em conjunto com as compensações pagas aos usuários pela ultrapassagem dos limites individuais, sendo que os limites coletivos e individuais eram fixados em resolução específica para cada uma das empresas distribuidoras em função do seu desempenho histórico. Em 2010, passaram a valer os limites individuais vigentes, onde não haveria necessidade de uma atualização dos limites individuais dos clientes, pois os mesmos seriam fixados automaticamente com a definição das metas coletivas dos conjuntos. Porém, é arriscado fixar limites que valem para tudo mundo, onde conjuntos do Sul ou Sudeste podem ter as mesmas metas que os conjuntos do Norte ou Nordeste, que não possuem a mesma infraestrutura, nível ceráunico e capacidade de investimento, dentre outros atributos.

6.5 Falta de Transparência no Cálculo das Compensações

Neste item, ressalta-se a falta de entendimento dos clientes no que se refere à metodologia para o cálculo dos indicadores individuais e ao cálculo das compensações, que resultam muitas vezes em valores irrisórios.

De forma resumida, os indicadores e as compensações não são apresentados na fatura do período onde aconteceram as faltas, pois existe um período de consolidação de indicadores que é naturalmente descasado com o período de faturamento. Para exemplificar esta questão, a Figura 6-11 apresenta os dados de faturamento de um cliente comercial cativo da categoria tarifária A4 – Convencional Binômia no mês de abril/2014.

Fatura de Abril/14

Descrição	Contratado	Faturado	Tarifa	Valores
Demanda	75	75,0	9,65	R$ 723,75
Ultrapassagem de Demanda		0,0	19,3	R$ -
Consumo Ativo TUSD		34.340,7	0,01357	R$ 466,00
Consumo Ativo TE		34.340,7	0,14711	R$ 5.051,86
UFDR		0,0	5,63	R$ -
UFER TE		5.022,9	0,14724	R$ 739,57
Compensações DIC, FIC, DMIC e DICRI				-R$ 13,52
COSIP Lei 13.479/02				R$ 14,83
PIS/PASEP (0,81%)				R$ 57,90
COFINS (3,72%)				R$ 268,21
ICMS				R$ 1.604,03
Total fatura				R$ 8.912,64

Mês de Referência: fev/14

Indicadores de Qualidade do Serviço	Limite Permitido			Verificado
	Ano	Trimestre	Mês	Mês
Horas que o cliente ficou sem energia DIC	13,43	6,71	3,35	3,70
Vezes que o cliente ficou sem energia FIC	8,27	4,13	2,06	0,00
Máx de horas contínuas DMIC	0,00	0,00	2,49	0,00

Encargos do Uso do Sistema de Distribuição (EUSD): R$ 1.409,48

Figura 6-11. Fatura de abr/2014 cliente comercial – A4 Convencional Binômia.

Para chegar no valor de **R$ 1409,48** do EUSD e no valor de **R$ - 13,52**, correspondente ao valor creditado pela ultrapassagem dos indicadores de continuidade DIC, FIC, DMIC e DICRI, apresentados na fatura de abril/2014, é preciso observar o mês de referência (fevereiro/2014) da tabela de indicadores. Isto porque, as análises de expurgo de interrupções dos indicadores

(dia crítico, situação de emergência, etc.) e sua respectiva compensação é apresentada com um atraso de 2 meses, conforme permitido pela regulamentação [2].

Fatura de Fevereiro/14					
Descrição	Contratado	Faturado	Tarifa	Valores	
Demanda	75	85,9	9,65	R$	828,94
Ultrapassagem de Demanda		10,9	19,3	R$	210,37
Consumo Ativo TUSD		42.781,2	0,01357	R$	580,54
Consumo Ativo TE		42.781,2	0,14711	R$	6.293,54
UFDR		6,2	5,63	R$	34,91
UFER TE		6.068,2	0,14724	R$	893,48
Compensações DIC, FIC, DMIC e DICRI				-R$	10,88
COSIP Lei 13.479/02				R$	14,83
PIS/PASEP (0,81%)				R$	92,41
COFINS (3,72%)				R$	424,49
ICMS				R$	2.054,13
Total fatura				R$	11.416,76

Figura 6-12. Fatura de fev/2014 cliente comercial – A4 Convencional Binômia.

A seguir apresenta-se a fórmula utilizada para o cálculo da compensação pela ultrapassagem do limite individual mensal do DIC (Módulo 8 do PRODIST [2]).

$$Valor_DIC = \left(\frac{DICv}{DICp} - 1 \right) \times DICp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei \qquad \textbf{(6-1)}$$

Com os valores dos indicadores apurados, os limites que aparecem na fatura de abril/14, e o valor do coeficiente de majoração kei que nesse caso seria 20 para clientes MT [2], o seguinte passo é saber quais componentes da fatura de fevereiro/14 compõem os Encargos do Uso do Sistema de Distribuição (EUSD) (apresentado na fatura de abril/2014).

De acordo com a definição do módulo 1 do PRODIST [2] e da Resolução Normativa 414/2010 [36], o EUSD é o valor, em moeda corrente nacional, devido pelo uso das instalações de distribuição, sendo calculado pelo produto da tarifa de uso da rede de distribuição (TUSD) e os respectivos montantes de uso do sistema de distribuição (contratados ou verificados, a depender do caso) e de energia verificada (consumo). A Tabela 6-3 apresenta um resumo da descrição dos itens que devem ser considerados neste cálculo.

Tabela 6-3. Itens considerados no cálculo do EUSD.

No.	Itens considerados no cálculo do EUSD	Observações
1	Demanda Contratada (Ponta / Fora de Ponta / Convencional)	Devem ser computadas no cálculo do EUSD quando a demanda verificada for inferior à demanda contratada.
2	Demanda Verificada (Ponta / Fora de Ponta / Convencional)	Devem ser computados no cálculo do EUSD quando a demanda verificada for maior do que a demanda contratada, de acordo com os critérios estabelecidos no art. 93 da Resolução Normativa 414 de 2010.
3	Tarifa de Demanda c/desconto	Sem prejuízo dos pontos elencados nos itens 1 e 2 dessa tabela, é considerada, para efeito de cálculo do EUSD, a tarifa com desconto homologado pela ANEEL. Exemplos: Clientes Rurais do grupo A; Clientes com compra de energia de fontes incentivadas, dentre outros.
4	Diferença de Faturamento de Energia (TUSD) Homologado pela CCEE	São incluídas no cálculo do EUSD dos clientes livres e especiais as diferenças homologadas pela CCEE, quando houver.
5	Consumo Ativo (Ponta/Fora Ponta) TUSD	Valores computados no cálculo.

Nota: Salienta-se que os itens elencados na tabela, em parte, foram balizados em consultas realizadas ao regulador e entendimentos mantidos com algumas distribuidoras do país (que consultaram a ANEEL para o aprimoramento de seu procedimento interno). Deste modo, nem todos os pontos elencados estarão, de forma clara, explícitos na regulamentação vigente.

Neste exemplo, o cálculo do EUSD da fatura de fevereiro/2014 (Tabela 6-4) corresponde aos valores dos itens 2 e 5 da Tabela 6-3.

Tabela 6-4. Exemplo de cálculo de EUSD.

Cálculo do EUSD com valores de fev/14 apresentado na fatura de abr/14					
Descrição	Contratado	Faturado	Tarifa		Valores
Demanda	75	85,9	9,65	R$	828,94
Consumo Ativo TUSD		42.781,2	0,01357	R$	580,54
Encargos do Uso do Sistema de Distribuição (EUSD):				R$	1.409,48

Por fim, substituindo os valores dos indicadores se obtém o valor da compensação pela transgressão do DIC de fevereiro/2014, o qual foi creditado na fatura de abril/2014.

$$Valor_{DIC} = \left(\frac{3{,}70}{3{,}35} - 1\right) \times 3{,}35 \times \frac{1409{,}98}{730} \times 20 = 13{,}52 \qquad \textbf{(6-2)}$$

Conforme apresentado no exemplo acima, para os clientes, a metodologia de compensações não é trivial e consequentemente dificulta o entendimento do cálculo aos interessados.

Adicionalmente, é necessário mencionar que o exemplo acima não considera a parte mais complicada do cálculo dos indicadores que acontece quando há expurgos de interrupções. Nas informações das faturas constam somente os valores apurados dos indicadores, que geralmente têm expurgos de ocorrências. Tal situação não é só prejudicial para os clientes, pela falta de relação entre a compensação e sua expectativa de indenização pela interrupção de energia. Para as empresas distribuidoras de energia elétrica esse desentendimento também causa ingresso de reclamações nos canais de atendimento, redução do nível de satisfação dos consumidores, impacto na imagem da distribuidora e contestação/questionamentos oriundos de órgãos de defesa do consumidor, dentre outros.

6.6 Compensações trimestrais e anuais

No que diz respeito às compensações trimestrais e anuais decorrentes da violação dos limites dos indicadores DIC e FIC, no módulo 8 do PRODIST são considerados 3 diferentes tipos de abatimentos no cálculo das compensações destes períodos de apuração. No entanto, conforme sublinhado no texto do regulamento abaixo, as compensações anuais somente consideram os abatimentos dos valores mensais já pagos, desconsiderando, assim, as compensações trimestrais já creditadas aos clientes.

a. *Quando da violação dos limites trimestral ou anual, o montante a ser compensado deverá ser calculado proporcionalmente, multiplicando-se o resultado obtido da fórmula de cálculo da compensação pelo quociente entre a soma dos valores apurados dos indicadores mensais que não foram violados e o valor apurado do indicador trimestral ou anual.*

b. *Quando os limites trimestrais ou anuais tiverem sido violados e os valores mensais apurados não violados forem nulos, a compensação referente ao período de apuração trimestral ou anual, deverá corresponder à diferença dos montantes calculados para essa compensação e os montantes mensais de cada indicador já creditados ao consumidor ou à distribuidora.*

c. *Quando todos os limites dos indicadores mensais de uma unidade consumidora ou distribuidora tiverem sido violadas em um trimestre ou em um ano, e as compensações mensais já tenham sido devidamente creditadas, as compensações referentes aos períodos de apuração trimestral ou anual deverão corresponder à diferença dos montantes calculados para essas compensações e os montantes mensais de cada indicador já creditados aos consumidores ou à distribuidora.*

A seguir são apresentadas as fórmulas matemáticas que descrevem as informações dos parágrafos a, b e c.

Parágrafo a:

$$Compensação *= \left[\left(\frac{DICv}{DICp} - 1\right) \times DICp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei\right] \times \frac{\sum DICmensais_{não\ violados}}{DICv} \quad \textbf{(6-3)}$$

* Aplicável ao parágrafo a.

Parágrafo b e c:

$$Se \sum DICmensais_{não\ violados} = 0$$

$$Compensação *= \left[\left(\frac{DICv}{DICp} - 1\right) \times DICp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei\right] - \sum DICmensais\ pagos \quad \textbf{(6-4)}$$

* Aplicável aos parágrafos b e c

Diante do exposto, na política de compensações anuais, um mesmo fato gerador pode penalizar mais de uma vez, pois não foram estabelecidas regras para descontar os montantes já creditados pelas violações trimestrais.

7 Proposta de Melhoria do Arcabouço Regulatório da Qualidade do Serviço

Depois da extensa revisão bibliográfica e a crítica à regulamentação atual da qualidade do serviço, neste capítulo será apresentada a proposta de melhoria do arcabouço regulatório referente aos indicadores individuais, a definição dos limites individuais e as políticas de compensações e incentivos e penalidades, considerando como premissa principal que os instrumentos regulatórios, anteriormente mencionados, devem ser fixados em função da realidade de cada empresa, haja vista as grandes diferenças de desempenho entre as distribuidoras do país.

É importante destacar que, esta tese não abordará a metodologia de fixação de metas coletivas (DEC e FEC), pois o tema é tão complexo que somente esse assunto é merecedor de uma tese doutoral. Além disso, acredita-se que o trabalho estatístico da metodologia apresentada na Audiência Pública 029/2014 foi suficientemente robusto para definir os atributos físico-elétricos que correlacionam a qualidade do serviço, através da clusterização dinâmica dos conjuntos [12]. Outro assunto que não será tratado nesta proposta são os expurgos dos indicadores (dias críticos, situação de emergência e ERAC), devido a que o tema tem sido amplamente estudado pela ANEEL e as propostas apresentadas estão bastante alinhadas com as melhores práticas internacionais que estabelecem critérios matemáticos, conforme mencionado no item 3.3.2 Eventos Excepcionais.

Em relação aos indicadores individuais, observou-se que nos regulamentos estudados existem duas tendências bem definidas. A primeira é o controle da duração e a frequência de interrupções acumuladas em um único período de tempo (Argentina, Portugal, Espanha,

França). A segunda tendência consiste em eliminar o acompanhamento da frequência das interrupções, controlando unicamente a duração de cada interrupção (Reino Unido, Holanda e Suécia). No entanto, o Brasil é o único país, dentro dos regulamentos estudados, que mistura as duas tendências acima com os indicadores DIC, FIC e DMIC, em vários períodos de controle (mensal, trimestral e anuais).

Fazendo uso das melhores práticas internacionais, a proposta deste trabalho elimina o indicador DMIC, uma vez que a mistura de um indicador de uma única interrupção (máxima do mês) com indicadores acumulados em vários períodos de apuração pode penalizar as empresas, com melhor desempenho, várias vezes pelo mesmo fato. Para exemplificar isto, suponha-se que uma unidade consumidora teve uma única interrupção de 15 horas no ano todo e seus limites são de 2,5 horas para o DMIC, e 3, 6 e 12 horas para o DIC mensal, trimestral e anual, respectivamente. Na regulamentação vigente da ANEEL, esta interrupção geraria um pagamento de compensação mensal por violação do DMIC (menor limite mensal). Já no período trimestral e anual, esta mesma interrupção geraria compensação pela violação dos limites de DIC, pois os abatimentos são calculados de forma independente para cada indicador. Consequentemente, no exemplo, a compensação do DMIC não causa abatimentos nas compensações do DIC trimestral e anual.

Diante do exposto, propõe-se que o acompanhamento do desempenho individual seja realizado através dos indicadores DIC e FIC mensais e anuais, considerando o abatimento dos valores já pagos nos períodos mensais.

Na política de compensações, a proposta consiste em trazer um maior equilíbrio entre os montantes pagos pelas concessionárias e o verdadeiro ressarcimento dos clientes com má qualidade do serviço, através da definição de um limite mais aderente à realidade das empresas e da diminuição da pulverização das compensações.

De forma sucinta, a metodologia fixa um limite único para cada nível de tensão, utilizando histogramas de frequência acumulada dos indicadores individuais realizados, que quando violado, a compensação é calculada para todo o tempo de desligamento, e não somente para o período da violação (procedimento ANEEL). No Capítulo 5 deste trabalho foi mostrado que, conservando as devidas proporções e particularidades das fórmulas de cada país, este critério é

comumente utilizado com o objetivo de reduzir a quantidade de clientes compensados, porém, quando há violações dos limites, os valores são realmente significativos.

Na metodologia de incentivos e penalidades a proposta visa direcionar as distribuidoras de energia, que estão em diferentes níveis de qualidade do serviço técnico e comercial, a melhorar de forma integral a qualidade dos serviços prestados. Para tanto, utiliza-se mecanismos baseados em curvas exponenciais de custos vs. qualidade para os indicadores técnicos e uma metodologia linear para o indicador comercial. Tal conceito traduz com maior fidedignidade os esforços/relaxamentos das distribuidoras para melhoria/piora dos indicadores e, por consequência, a definição de incentivos justos e condizentes com o atual estágio de qualidade das mesmas.

7.1 Dados Utilizados

De forma macro, os dados e análises da proposta de melhoria do arcabouço regulatório de qualidade do serviço do presente trabalho estão divididos em duas partes:

Definição dos limites individuais junto com as políticas de compensações – foram utilizados os indicadores DIC, FIC e DMIC de 2007 e 2008 de 6 empresas, identificadas com letras da A à F, com portes, localizações geográficas e desempenhos diferentes. É importante destacar que, estes dados fizeram parte dos dados utilizados na definição dos limites individuais da regulamentação vigente. Adicionalmente, foram incluídos os dados de 2012 e 2013 de uma empresa de grande porte, identificada com a letra G, com o objetivo de observar se existem diferenças na aplicação da metodologia em dados mais recentes. No total foram analisados 219 milhões de registros de 25 milhões de clientes. Vale lembrar que o termo registro se aplica aos indicadores de cada período de competência, podendo um único cliente apresentar até 17 registros em um ano (12 mensais + 4 trimestrais + 1 anual).

Tabela 7-1. Indicadores coletivos das empresas analisadas.

EMPRESA	ANO	CLIENTES	REGISTROS	DEC_APURADO	FEC_APURADO
A	2007	952.114	9.418.533	13,04	9,25
A	2008	994.985	8.912.404	13,73	8,22
B	2007	149.040	1.336.788	7,29	7,90
B	2008	152.208	1.334.194	6,34	6,92
C	2007	1.972.726	15.184.342	9,36	6,41
C	2008	2.035.753	15.276.118	8,52	6,02
D	2007	5.631.300	39.730.665	8,90	5,65
D	2008	5.753.107	38.176.125	9,20	5,20
E	2007	1.027.287	12.900.433	35,44	20,43
E	2008	1.073.055	13.815.592	34,47	18,17
F	2007	1.137.905	11.731.345	17,03	10,89
F	2008	1.173.254	11.256.061	15,43	9,68
G	2012	1.573.990	28.105.640	9,42	6,03
G	2013	1.639.780	12.288.716	8,08	5,51
Total		**25.266.504**	**219.466.956**		

Para a metodologia de incentivos e penalidades foram utilizados os dados de todas as concessionárias do Brasil dos anos 2012 e 2013. Tais dados estão contidos no item 5 da Audiência Pública 023/2014 [31].

7.2 Indicadores Individuais

Conforme descrito anteriormente, a proposta faz o acompanhamento da duração e a frequência das interrupções unicamente com os indicadores DIC e FIC, com o objetivo de centralizar a metodologia de compensações em indicadores acumulados em períodos de apuração. Em relação aos períodos, a regulamentação brasileira trouxe um grande avanço e inseriu um eficiente controle de reincidência através do controle de indicadores em vários períodos de apuração (mensais, trimestrais e anuais). Este método com 3 períodos de apuração não foi observado nos demais regulamentos estudados, onde a tendência é o acompanhamento da qualidade do serviço individual em no máximo dois períodos de apuração.

Fazendo uso das melhores práticas do tema, a proposta também considera a metodologia brasileira para o controle de reincidência. No entanto, após várias análises, concluiu-se que dois períodos de controle são suficientes para o acompanhamento dos indicadores. Nesta prática, o

período mensal oferece um controle imediato associado ao ciclo de faturamento, e o período anual fica diretamente associado ao controle de reincidência para aqueles meses onde houve interrupções que não superaram o limite mensal. A Figura 7-1 apresenta, o acompanhamento do DIC ao longo de um ano de apuração.

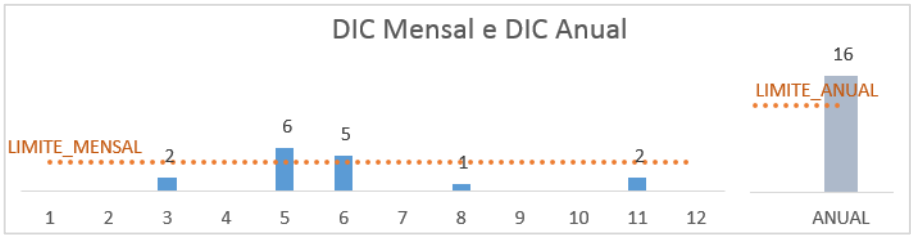


Figura 7-1. Exemplo do acompanhamento do DIC.

7.3 Limites de Continuidade Individual

A proposta aqui apresentada sugere limites únicos para cada nível de tensão e localização, aderentes à realidade de cada empresa, garantindo assim, que não haja diferenças entre a qualidade e o valor pago pelos consumidores atendidos no mesmo nível de tensão.

Nesta proposta, os padrões mínimos de qualidade referentes à qualidade individual deverão ser calculados a cada ciclo de revisão tarifária, utilizando a média histórica simples dos limites calculados com os indicadores individuais de cada ano, dos últimos 3 anos, da mesma forma que acontece com as metas coletivas na regulamentação vigente. Isto é viável considerando-se que, a ANEEL realiza fiscalizações anuais nas quais solicitam os indicadores individuais de todos os clientes do ano analisado. Nessa linha, a atualização dos limites individuais (redução anual) será condizente, em proporção, com a atualização das metas coletivas da empresa e a redução percentual anual da meta do DEC e do FEC. No entanto, conforme informado no item anterior, as análises apresentadas neste item foram realizadas somente com informações de dois anos.

Outro ponto importante desta metodologia é que os limites dos indicadores individuais consideram somente os períodos mensais e anuais, tornando a metodologia de compensações mais simples e transparente para os usuários finais, principalmente, em relação aos abatimentos de valores já creditados.

7.3.1 Histogramas de Frequência Acumulada

Nesta proposta, os limites individuais foram definidos através da análise de histogramas de frequência acumulada dos indicadores DIC, FIC mensais e DIC e FIC anuais, classificados desde o percentil 90 (mesmo percentil da metodologia da ANEEL) até o percentil 99 vs. a quantidade de horas ou interrupções. Entretanto, devido a que a definição dos limites através de histogramas pode ser prejudicada pela quantidade de dados disponíveis, escolheu-se o nível de baixa tensão urbana (BT_URB) para exemplificar a proposta de definição do percentil-limite, uma vez que o mesmo representa 88,02% dos 219 milhões de registros analisados. Os registros restantes ficam divididos entre baixa tensão não urbana (BT_NURB – 11,77%), média tensão urbana (MT_URB – 0,16%) e média tensão não urbana (MT_NURB – 0,04%).

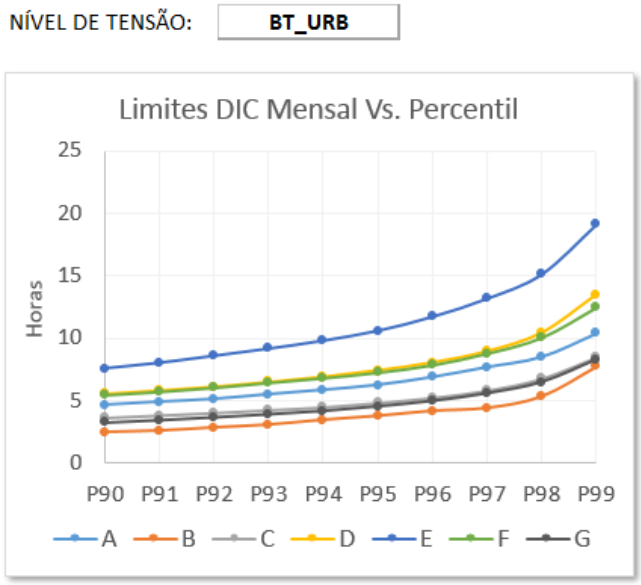


Figura 7-2. Histogramas de frequência acumulada

A Figura 7-2 apresenta os histogramas de frequência acumulada do DIC Mensal BT das 7 empresas analisadas (os melhores desempenhos estão alocados na parte inferior do gráfico). Cada ponto do gráfico representa a média simples dos histogramas dos anos analisados, sendo que é necessário montar os histogramas de cada ano para depois calcular a média simples de cada percentil. No ANEXO A deste documento podem ser consultados os histogramas de todos os níveis de tensão classificados por indicador.

7.3.2 Definição do Percentil-Limite

Tendo em vista que a fórmula de compensações é linear e que o montante compensado é basicamente ajustado através do coeficiente de majoração ("kei"), a definição do percentil (eixo x da Figura 7-2) que determinará o limite de cada empresa (eixo y da Figura 7-2) será estabelecido justamente onde se perde a linearidade dos histogramas.

Sendo assim, para a escolha do percentil-limite, foi adotada a premissa de que o coeficiente de determinação R^2, entre os pontos analisados, não poderia ser menor do que 95%, para a maioria das empresas. O quadro abaixo apresenta os coeficientes de determinação do DIC mensal e do DIC anual. Os dados do FIC mensal e do FIC anual foram descartados das análises do estabelecimento do percentil-limite, já que os dados deste indicador não são contínuos e o histograma tem formato de degraus (sem linearidade).

Tabela 7-2. Coeficientes de determinação R2 – BT_URB.

PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
DIC Mensal – BT_URB							
P91	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
P92	1,000	0,952	1,000	0,999	0,996	0,998	0,999
P93	0,985	0,977	0,998	0,993	0,997	0,992	0,998
P94	0,988	0,963	0,998	0,991	0,996	0,994	0,997
P95	0,988	0,973	0,989	0,985	0,992	0,994	0,988
P96	0,974	0,975	0,977	0,978	0,978	0,986	0,979
P97	0,956	0,983	0,958	0,960	0,959	0,962	0,962
P98	0,949	0,953	0,917	0,922	0,937	0,931	0,933
P99	0,898	0,811	0,849	0,836	0,873	0,867	0,863
DIC Anual – BT_URB							
P91	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
P92	0,999	0,994	1,000	0,994	1,000	0,998	1,000
P93	0,982	0,995	0,998	0,997	1,000	0,997	0,994
P94	0,977	0,994	0,993	0,995	0,997	0,993	0,991
P95	0,960	0,981	0,983	0,989	0,990	0,989	0,987
P96	0,966	0,955	0,973	0,977	0,971	0,977	0,979
P97	0,948	0,858	0,962	0,961	0,951	0,963	0,964
P98	0,941	0,839	0,938	0,939	0,917	0,944	0,933
P99	0,910	0,837	0,865	0,886	0,885	0,899	0,889

Da tabela anterior fica evidente de que o percentil 97 é adequado para a premissa adotada e, portanto, esse será o percentil-limite para a fixação dos padrões individuais dos indicadores. Os resultados para os níveis de tensão BT_NURB, MT_URB e MT_NURB também apresentaram o mesmo percentil para a definição dos limites. As tabelas tanto dos percentis quanto dos limites se encontram disponíveis no ANEXO B deste trabalho.

Em termos de registros, isto quer dizer que a proposta visa compensar até 3% dos registros com o pior atendimento em cada empresa. Na metodologia do PRODIST este percentual foi fixado em 10% para a média nacional, podendo algumas empresas estar muito acima ou muito abaixo desse percentual.

A tabela abaixo apresenta os limites do DIC mensal dos histogramas de frequência acumulada (Figura 7-2) para BT_URB, classificados em percentis. Em cinza foi destacado o percentil definido para a fixação do limite.

Tabela 7-3. Limites individuais para o DIC mensal – BT_URB.

PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90	4,65	2,52	3,64	5,58	7,60	5,47	3,26
P91	4,89	2,63	3,84	5,85	8,05	5,74	3,46
P92	5,12	2,88	4,03	6,14	8,61	6,06	3,68
P93	5,50	3,10	4,26	6,52	9,18	6,46	3,93
P94	5,85	3,49	4,49	6,94	9,82	6,83	4,20
P95	6,26	3,81	4,83	7,46	10,62	7,27	4,57
P96	6,89	4,21	5,25	8,09	11,74	7,87	5,01
P97	7,69	4,44	5,82	8,99	13,19	8,80	5,61
P98	8,52	5,37	6,78	10,47	15,15	10,07	6,52
P99	10,40	7,74	8,49	13,51	19,14	12,48	8,31

Diferentemente da metodologia do PRODIST que pode ter limites mensais abaixo de 3 horas para BT_URB, a proposta apresenta limites mais flexíveis que permitem uma maior gestão do tempo por parte das distribuidoras. Isto é de extrema importância uma vez que o cálculo dos indicadores regulados (sujeitos a limites/metas) considera, inclusive, as interrupções programadas que estão diretamente ligadas aos processos de melhoria/manutenção do sistema de distribuição. A título de exemplo, uma troca de um transformador de distribuição demora em torno de 4 a 5 horas e a depender do limite, está ação poderia gerar compensações.

No entanto, como será apresentado no seguinte item, caso o limite seja ultrapassado, a compensação ficará muito mais representativa para os clientes, eliminando a pulverização das compensações.

7.4 Política de Compensações

Na metodologia atual, a compensação é calculada considerando a quantidade de horas ou interrupções acima do limite. Em termos gráficos, a equação das compensações é uma reta que pode ser explicada através da equação da reta Y = AX-B, onde o fator B desloca a reta para os quadrantes inferiores do plano cartesiano, causando que a compensação seja realizada através da diferença entre o indicador verificado e o limite, conforme ilustrado na Figura 7-3.

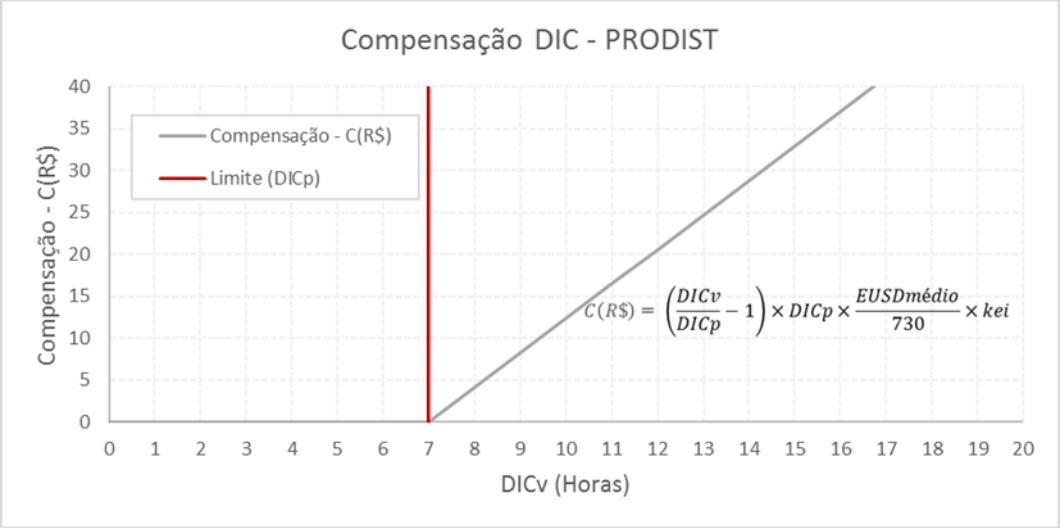


Figura 7-3. Representação gráfica da fórmula de compensação do DIC – PRODIST.

A Figura 7-3 representa graficamente a fórmula do DIC, descrita no módulo 8 do PRODIST, onde a compensação começa em zero a partir da ultrapassagem do limite. Neste caso, com um limite de 7 horas e, por exemplo, um EUSD (consumo x tarifa) de R$200 em BT com uma interrupção de 8 horas (jornada de trabalho), a compensação é calculada para 1 hora de ultrapassagem, resultando em um valor de R$ 4,11 (2% do EUSD).

Já proposta para a metodologia de compensações visa ressarcir os clientes desde o momento que acontece o desligamento até o período do reestabelecimento, para as interrupções que

superaram o limite estabelecido. Para fazer isto, houve a necessidade de alterar as fórmulas de compensação descritas no módulo 8 do PRODIST, com o objetivo de eliminar o fator B da equação para que a reta passe pelo ponto (0,0). Esta diferença é representada pelo -1 das fórmulas do PRODIST.

Formula original:

$$Valor_DIC = \left(\frac{DICv}{DICp} - 1\right) \times DICp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei \qquad \textbf{(7-1)}$$

Transformação para eliminar o -1 das fórmulas de compensações:

$$Valor_DIC = \frac{DICv}{DICp} \times DICp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei - \underbrace{DICp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei}_{\text{Fator eliminado}} \qquad \textbf{(7-2)}$$

Aplicando esse conceito aos 3 indicadores, obtém-se as fórmulas da proposta, apresentadas na Tabela 7-4.

Tabela 7-4. Fórmulas de compensação dos valores mensais da proposta.

Indicador	Fórmula	Regra de aplicação
DIC	$Valor_DIC = DICv \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei$	Para DICv > DICp
FIC	$Valor_FIC = FICv \times \frac{DICp}{FICp} \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei$	Para FICv > FICp

No caso da fórmula do FIC é preciso utilizar o mesmo ajuste de unidades da metodologia do PRODIST, de tal forma que as unidades do fator DICp em horas elimina as unidades das 730 horas do denominador e o resultado final fica em Reais. A depender da relação entre DICp e FICp, a compensação pelo FIC pode ficar mais (DICp/FICp > 1) ou menos (DICp/FICp < 1) rigorosa do que a compensação pelos outros dois indicadores. Na proposta, a relação vai depender do comportamento dos indicadores individuais de cada empresa.

A Figura 7-4 apresenta o gráfico comparativo da fórmula do DIC mensal da metodologia do PRODIST vs. a fórmula da metodologia proposta, utilizado os mesmos valores de EUSD e kei, do exemplo anterior.

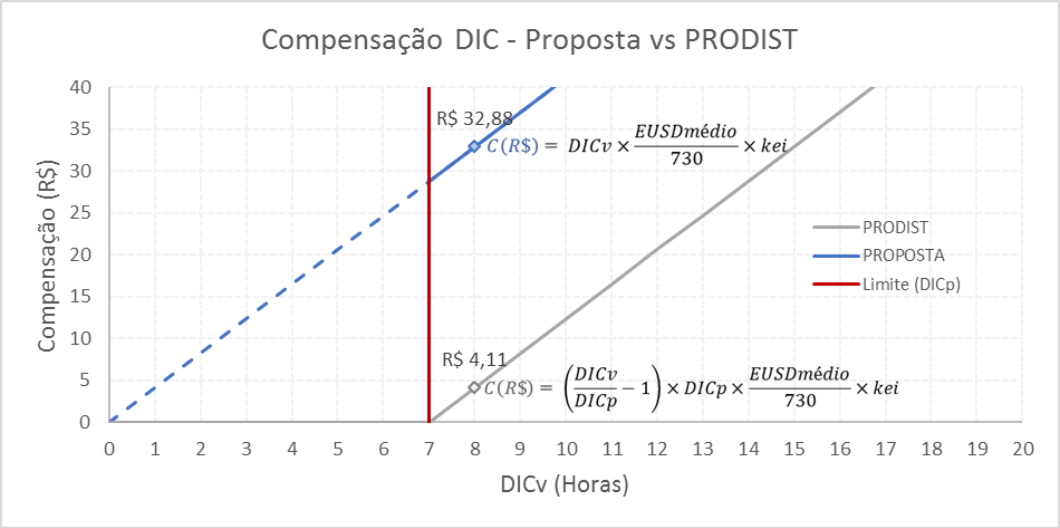


Figura 7-4. Representação gráfica da fórmula de compensação do DIC – PRODIST vs. Proposta.

No comparativo da Figura 7-4, a compensação da proposta (R$ 32,88) é muito mais significativa do que a compensação da metodologia do PRODIST (R$ 4,11) e representa um incremento de 700% no valor compensado.

Embora a proposta busque o aumento do valor compensado em detrimento do número de compensações, a proposta ainda faz uma revisão do coeficiente de majoração – "kei", de tal forma que seja mantida a maioria dos valores pagos no histórico analisado, pois, como mostrado no exemplo anterior, manter os "keis" da metodologia do PRODIST aumentaria de forma desproporcional os valores das compensações e poderia afetar o equilíbrio econômico-financeiro das empresas distribuidoras de energia elétrica.

Tendo em vista que o "kei" dentro da fórmula linear de compensações atua como potenciômetro do montante, após várias análises, os "keis" para BT e MT foram fixados em 7 e 10 respectivamente e são únicos para todas as empresas.

7.4.1 Aplicação do Modelo de Compensações

A seguir são apresentados os resultados das compensações calculadas, para as 7 empresas, tanto para a metodologia do PRODIST quanto para a proposta, mostrando, inclusive, os valores calculados com a variação dos percentis que definem os limites.

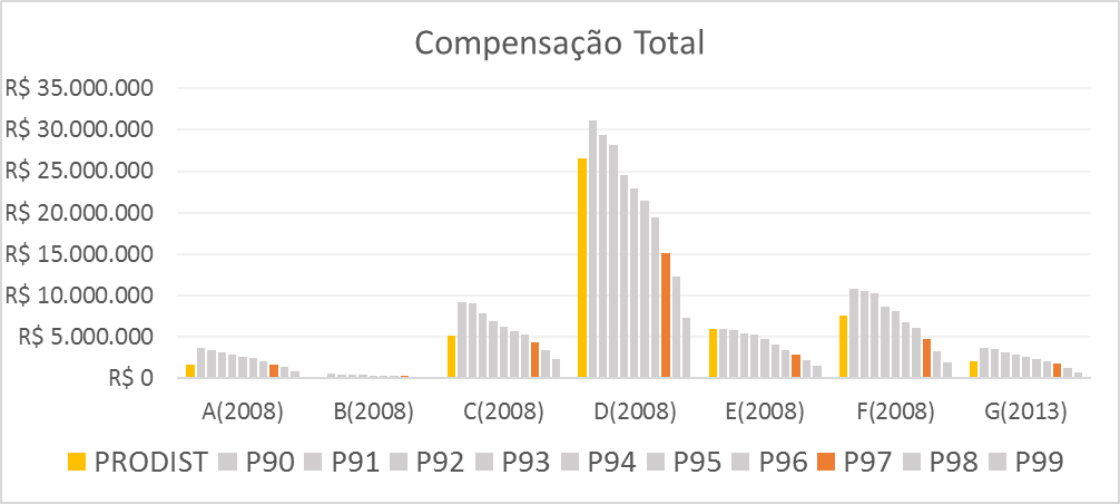


Figura 7-5. Compensações calculadas PRODIST vs. Proposta.

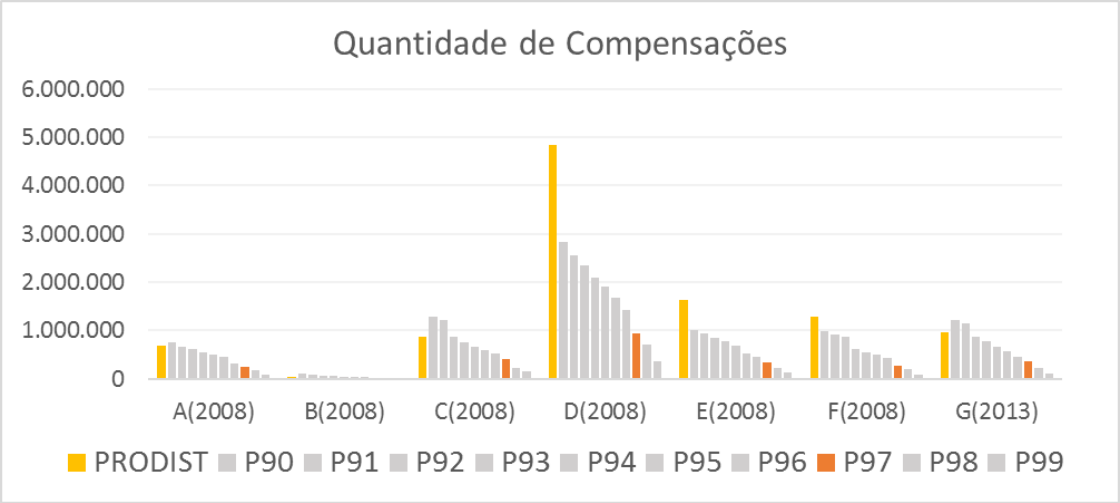


Figura 7-6. Quantidade de compensações calculadas PRODIST vs. Proposta.

Na Figura 7-5 e Figura 7-6, os valores do PRODIST estão destacados em amarelo e correspondem à primeira barra em cada empresa. As barras em cinza representam os valores de quantidade e valor das compensações calculadas com a fórmula da proposta, porém, com variação dos limites definidos pelos percentis P90 a P96 e P98 a P99. Já a barra laranja mostra

os valores da proposta para os limites definidos pela análise dos percentis – limite P97. Na somatória dos valores calculados para as 7 empresas, a proposta P97 apresentou reduções tanto no valor total compensado (diminuição de 38%) quanto na quantidade de compensações (diminuição de 75%), referentes aos valores calculados pela metodologia do PRODIST.

Individualmente, o resultado foi de um aumento no valor das compensações de 2 empresas e a diminuição nos valores das 5 empresas restantes. No entanto, neste comparativo deve-se considerar que o limite definido para a média nacional da metodologia do PRODIST (percentil 90) pode ter gerado uma quantidade de registros compensados muito acima ou muito abaixo do que 10% dos registros da média nacional. Esta condição explica as diferenças nos valores compensados na metodologia proposta, uma vez que os limites do percentil 97 foram fixados observando o desempenho das empresas, individualmente. A tabela abaixo apresenta os valores das duas propostas e as diferenças calculadas.

Tabela 7-5. Compensações e diferenças calculadas PRODIST vs. Proposta.

EMPRESA	PRODIST		PROPOSTA (P97)		DIFERENÇA VALOR	DIFERENÇA QUANTIDADE
	Valor (R$)	Quant.	Valor (R$)	Quant.		
A (2008)	1.676.341	688.116	1.709.243	251.593	2%	-63%
B (2008)	174.229	38.032	251.356	27.647	44%	-27%
C (2008)	5.141.605	877.263	4.382.422	401.883	-15%	-54%
D (2008)	26.626.593	4.847.164	15.061.676	936.032	-43%	-81%
E (2008)	5.923.134	1.632.982	2.856.653	330.538	-52%	-80%
F (2008)	7.524.106	1.286.694	4.702.661	269.628	-37%	-79%
G (2013)	2.074.888	952.558	1.726.978	367.198	-17%	-61%
TOTAL	**49.140.896**	**10.322.809**	**30.690.988**	**2.584.519**	**-38%**	**-75%**

Apesar da diminuição dos valores totais, um dos objetivos mais importante na metodologia de compensações proposta é o aumento da compensação média para as diferentes classificações (BT_URB, BT_NURB, MT_URB, MT_NURB) em relação aos valores médios do PRODIST, a qual é resultante da expressiva diminuição de registros compensados. As 4 figuras abaixo apresentam o resultado satisfatório da proposta.

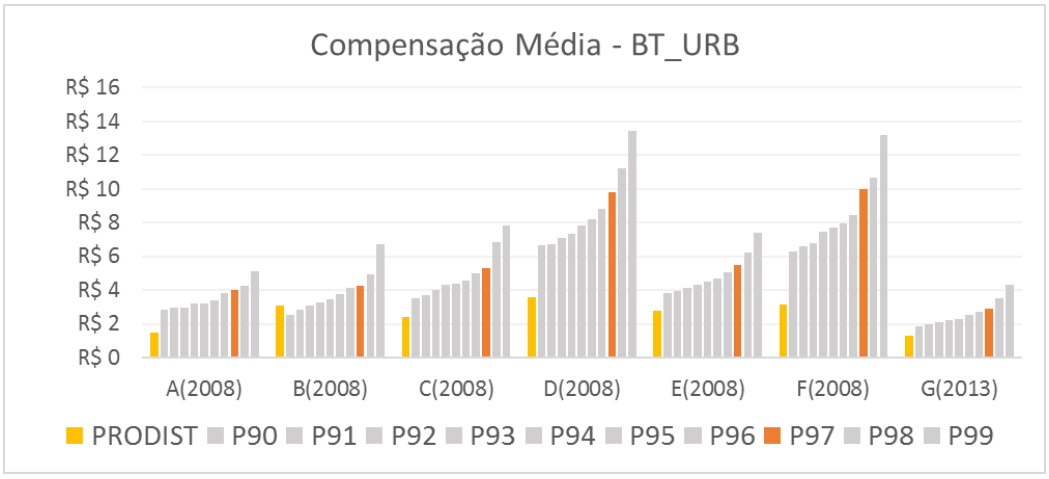


Figura 7-7. Compensações médias calculadas PRODIST vs. Proposta – BT_URB.

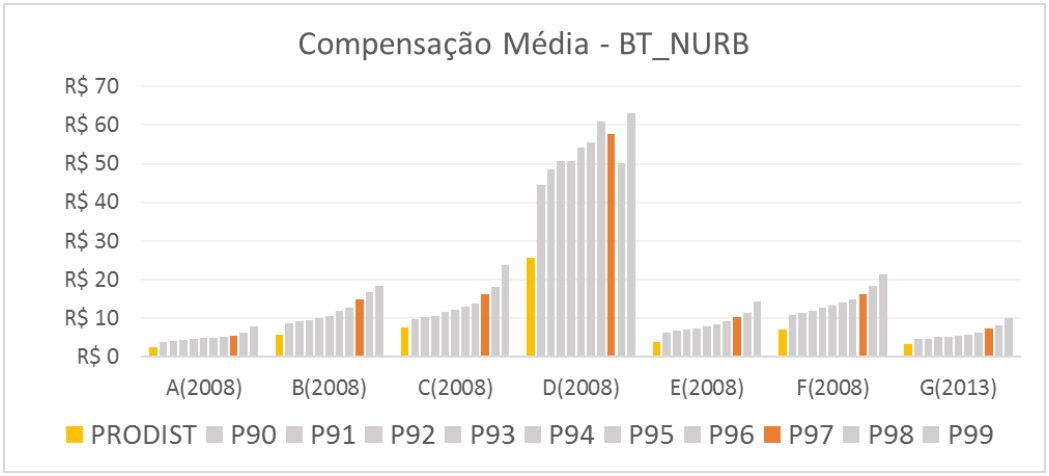


Figura 7-8. Compensações médias calculadas PRODIST vs. Proposta – BT_NURB.

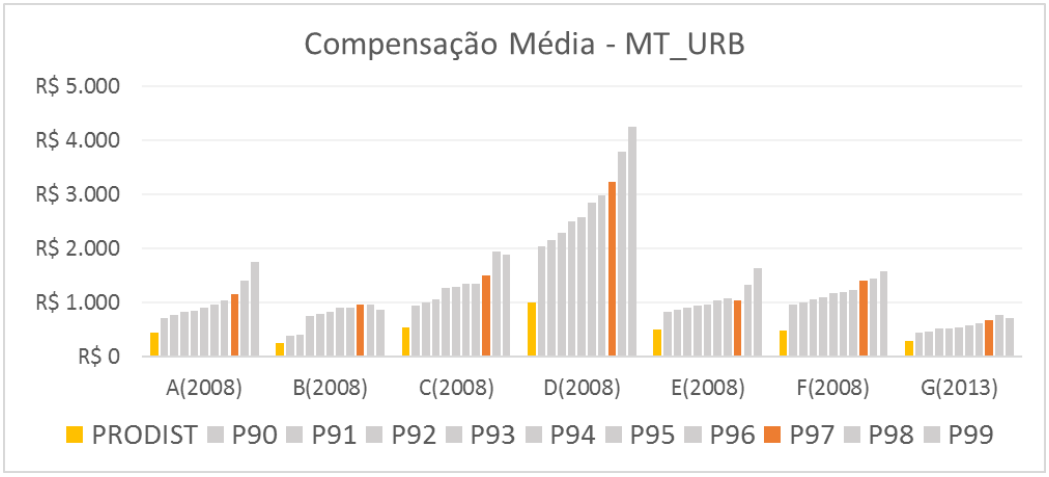


Figura 7-9. Compensações médias calculadas PRODIST vs. Proposta – MT_URB.

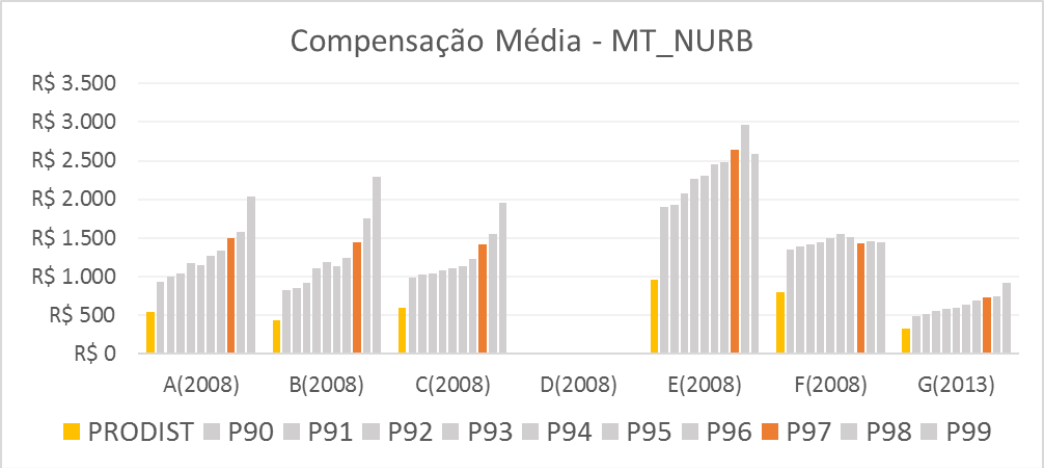


Figura 7-10. Compensações médias calculadas PRODIST vs. Proposta – MT_NURB.

Nas figuras acima, observa-se que, para algumas classificações, houve 100% de aumento da compensação média, representando um ganho significativo para os clientes com o pior atendimento. Destaca-se ainda que, os valores do PRODIST incluem os períodos de apuração mensal, trimestral e anual e a proposta considera somente os períodos mensal e anual, e desta forma, o valor ressarcido na conta dos clientes também será maior nos períodos de apuração considerados na proposta. A Tabela 7-6 apresenta os valores médios totais calculados para cada empresa e as diferenças encontradas. No que se refere aos abatimentos dos períodos trimestrais e anuais, as duas metodologias consideram as regras vigentes do PRODIST (vide item 6.6 Compensações trimestrais e anuais).

Tabela 7-6. Valores médios totais calculados PRODIST vs. Proposta.

EMPRESA	PRODIST			PROPOSTA (P97)			Aumento Vl. Médio
	Valor (R$)	Quant.	Vl. Médio (R$)	Valor (R$)	Quant.	Vl. Médio (R$)	
A (2008)	1.676.341	688.116	2,44	1.709.243	251.593	6,79	179%
B (2008)	174.229	38.032	4,58	251.356	27.647	9,09	98%
C (2008)	5.141.605	877.263	5,86	4.382.422	401.883	10,90	86%
D (2008)	26.626.593	4.847.164	5,49	15.061.676	936.032	16,09	193%
E (2008)	5.923.134	1.632.982	3,63	2.856.653	330.538	8,64	138%
F (2008)	7.524.106	1.286.694	5,85	4.702.661	269.628	17,44	198%
G (2013)	2.074.888	952.558	2,18	1.726.978	367.198	4,70	116%
TOTAL	**49.140.896**	**10.322.809**	**4,76**	**30.690.988**	**2.584.519**	**11,87**	**149%**

Dos resultados da Tabela 7-6, destaca-se o expressivo aumento da compensação média geral da proposta em relação ao valor calculado com a metodologia do PRODIST (149%), na qual 5 empresas tiveram um aumento médio acima de 100%.

Tendo em vista que a compensação é diretamente proporcional ao EUSD e que este é diretamente proporcional à parcela B (custos gerenciáveis pelas distribuidoras de energia), torna-se fundamental estimar o impacto financeiro decorrente da alteração desses limites. Para isto, os valores calculados tanto da proposta quanto do PRODIST foram divididos pelo valor da parcela B de cada empresa. A Figura 7-11 apresenta os percentuais de impacto das compensações em termos da parcela B.

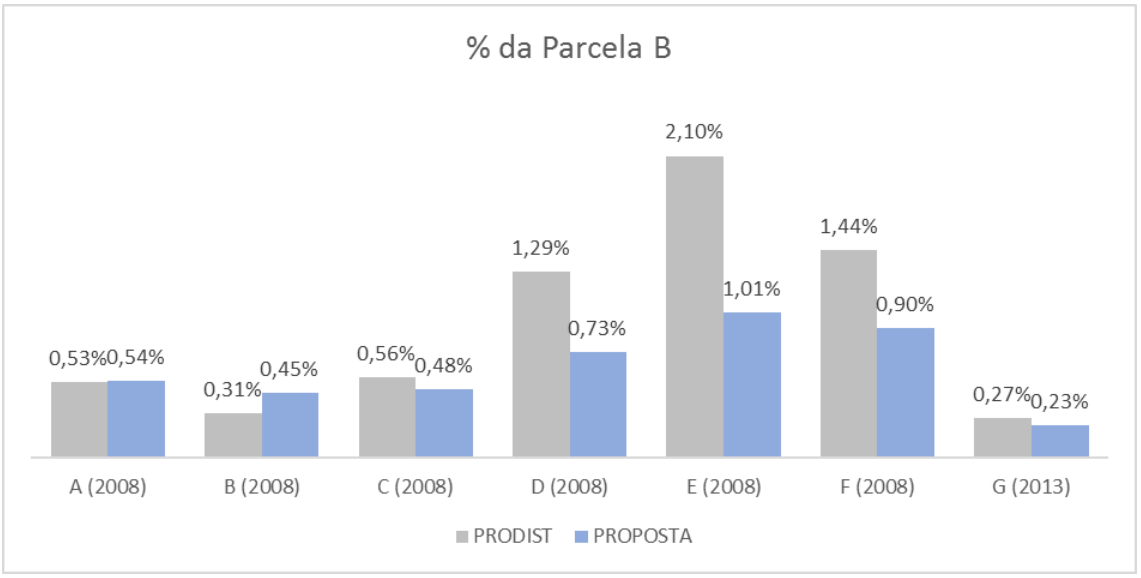


Figura 7-11. % da Parcela B referente as compensações calculadas PRODIST vs. Proposta.

Note-se que, em termos da parcela B, somente duas empresas (A e B) tiveram um aumento percentual resultante das compensações calculadas com o limite no percentil 97 da proposta. As demais empresas diminuíram o percentual da parcela B, sendo que a na empresa E a diminuição foi de mais de 100%, mas com aumento de 138% na compensação média, conforme apresentado na Tabela 7-5.

Com base nos resultados acima apresentados junto com a revisão internacional dos capítulos anteriores, conclui-se que, para a qualidade individual, a proposta coaduna com as melhores práticas internacionais, pois vários países desenvolvidos adotam regras que implicam em

limites mais flexíveis dos indicadores individuais, entretanto, quando violados, resultam em compensações mais expressivas.

7.5 Política de Incentivos e Penalidades

A aplicação de uma política de incentivos/penalidades deve responder ao objetivo de garantir o fornecimento de energia elétrica dentro de níveis de qualidade desejáveis pela sociedade ao mesmo tempo em que estejam objetivamente atrelados às remunerações tarifárias estabelecidas pelo órgão regulador. Nesse sentido, a definição de uma política adequada de incentivos/penalidades não é uma tarefa simples. Um ponto que contribui para a complexidade é o fato de a qualidade ser multidimensional (técnica e comercial) requerendo a definição de uma série de indicadores e padrões para monitorar e avaliar a qualidade oferecida aos clientes [1][3].

Dessa forma, quando os padrões apropriados são aplicados à política de incentivos/penalidade, as distribuidoras são forçadas pelo órgão regulador a internalizar a qualidade oferecida na sua função de custos gerenciáveis. Este é fato importante em países cujas distribuidoras de energia estão em estágios de qualidade muito diferentes, pois uma política de incentivos e penalidades adequada deve refletir que quanto maior o nível de qualidade dos serviços, maior é o custo associado e, portanto, maiores devem ser as tarifas cobradas. Tal cenário deve ser considerado principalmente quando há previsão de implantação de redes inteligentes focadas na melhoria da qualidade técnica, já que deve haver um incentivo regulatório que viabilize a execução das obras.

Em termos gerais, a proposta está alinhada com os anseios da ANEEL e considera a qualidade técnica e comercial na definição dos incentivos e penalidades. Entretanto, eliminou-se o ranking de classificação das distribuidoras de acordo com o atendimento ou não do padrão estabelecido: 25% das melhores (ou piores) e a dos demais 75%. Isto porque o ranking é um fator que não é gerenciável pelas distribuidoras e, portanto, cerceia qualquer possibilidade de gerenciamento do investimento a longo prazo com foco nos ganhos do fator Xq. Na proposta, os indicadores selecionados são exclusivamente comparados ao padrão individual definido para cada empresa,

e utiliza mecanismos baseados em curvas exponenciais de custos vs. qualidade para os indicadores técnicos e uma metodologia linear para o indicador comercial.

7.5.1 Indicadores e Padrões Regulatórios

A metodologia proposta visa incentivar as distribuidoras de energia a melhorar a qualidade geral dos serviços prestados por meio do monitoramento de dois indicadores técnicos e um indicador comercial. Esses indicadores possuem seus próprios pesos na equação de incentivos e penalidades, e o resultado é aplicado aos custos gerenciáveis das distribuidoras.

Para os indicadores técnicos, é mundialmente aceito que a qualidade do serviço técnico seja monitorada através dos indicadores de duração e frequência das interrupções. Seguindo esse conceito, a metodologia proposta neste trabalho utiliza os indicadores abaixo como medida para incentivar/penalizar as distribuidoras pela qualidade técnica realizada em função do cumprimento dos padrões regulatórios estabelecidos:

- DEC (horas): Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;
- FEC (interrupções): Frequência Equivalente de Interrupção per Unidade Consumidora.

No Brasil, os padrões regulatórios dos indicadores técnicos são diferenciados para cada distribuidora e, a depender do estágio de qualidade, variam anualmente de acordo com o critério de melhoria contínua da regulação nacional. As metas desses indicadores são publicadas em resoluções específicas para cada ciclo de revisão tarifária.

Diferentemente dos indicadores consolidados para monitorar a qualidade do serviço técnico, para a qualidade comercial existem vários tipos de indicadores que podem ser utilizados em uma metodologia de incentivos e penalidades (ex. reclamações, atendimento telefônico, serviços executados, etc.). No entanto, propõe-se utilizar o indicador de serviços executados dentro dos prazos estabelecidos na Tabela 7-7 [36], pois, de certa forma, a melhoria desse indicador está correlacionada à diminuição da quantidade de reclamações comerciais.

- QUALCOM (%): Percentual de serviços comerciais realizados nos prazos estabelecidos.

Embora o indicador QUALCOM seja monitorado pela ANEEL, o padrão regulatório desse indicador ainda não foi definido em regulamento específico. Contudo, nos estudos apresentados em [31], o regulador sinalizou o valor de 97% como possível padrão regulatório para todas as empresas. Nesta análise, esse será o valor adotado como limite do indicador comercial.

Tabela 7-7. Prazos regulados para o atendimento de serviços comerciais [36].

Descrição	Prazo Máximo
Vistoria, área urbana	3 dias úteis
Vistoria, área rural	5 dias úteis
Ligação, grupo B, área urbana	2 dias úteis
Ligação, grupo B, área rural	5 dias úteis
Ligação, grupo A	7 dias úteis
Estudo, Projeto, Orçamento e informação ao interessado	30 dias
Início de Obras	45 dias
Análise Projeto Particular	30 dias
Reanálise de Projeto Particular	10 dias
Substituição de Medidor por deficiência	30 dias
Reclamação de cobrança ou devolução de diferenças	10 dias úteis
Aferição de Medidores	30 dias
Religação, suspensão indevida	4 horas
Religação, normal, área urbana	24 horas
Religação, normal, área rural	48 horas
Religação, urgência, área urbana	4 horas
Religação, urgência, área rural	8 horas
Solução de Reclamação	5 dias úteis
Solução de Reclamação com visita técnica	15 dias
Informação dos atendimentos comerciais realizados	30 dias
Verificação, equipamento, ressarcimento de danos elétricos	10 dias
Verificação, "geladeira", ressarcimento de danos elétricos	1 dia útil
Análise Final, ressarcimento de danos elétricos	15 dias
Pagamento, ressarcimento de danos elétricos	20 dias

7.5.2 Política de Incentivos e Penalidades da Qualidade Técnica

Conforme descrito no capítulo 5. Políticas de Incentivos / Penalidades, atualmente, a ANEEL utiliza uma modelo linear com limites superiores e inferiores como pontos de saturação para os incentivos/penalidades máximas, o qual é aplicado em 4 grupos de empresas classificadas de acordo com o ranking de desempenho, em relação aos padrões regulatórios estabelecidos. A

Figura 7-12 apresenta o modelo geral utilizado pelo órgão regulador, para as empresas classificadas no grupo das 25% melhores que atendem o padrão regulatório.

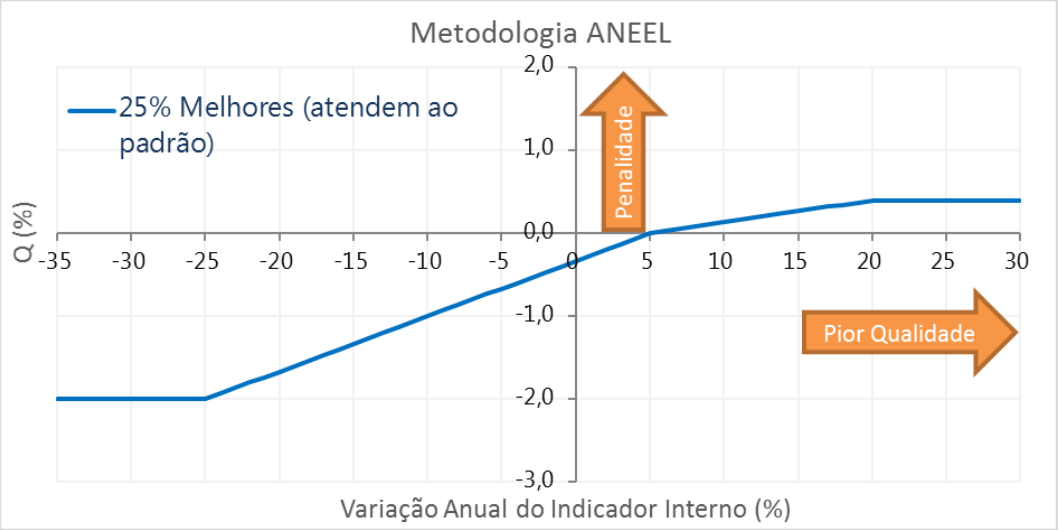


Figura 7-12. Metodologia ANEEL para o grupo das 25% melhores que atendem o padrão.

Na Figura 7-12, os ganhos no fator Xq acontecem nos 3° e 4° quadrantes do gráfico e as variações negativas que representam melhoras de desempenho de um ano para outro. Neste caso, todas as empresas desse grupo terão o mesmo incentivo/penalidade máxima, independentemente do patamar de qualidade no qual elas se encontrem, uma vez que a classificação das empresas depende da quão distantes estão seus desempenhos em comparação às metas.

Com esse funcionamento, a metodologia da ANEEL é muito similar a aquelas utilizadas nos principais países da Europa, onde os patamares de qualidade têm sido estabilizados perto de 3 horas e 3 interrupções [8] os desempenhos são muito semelhantes entre empresas. No entanto, o Brasil por ser um país de enormes proporções que está em desenvolvimento apresenta empresas com desempenhos muito diferentes entre elas. Para se ter uma ideia, de acordo com o ranking de qualidade da ANEEL do ano 2015 [37] (empresas interconectadas ao SIN com mercado acima de 1TWh), enquanto a empresa com melhor desempenho anual apresentou 7,25 horas / 4,31 interrupções, a empresa com pior desempenho anual apresentou 43,24 horas / 25,07 interrupções. Com essas diferenças é evidente que a metodologia de incentivos/penalidades da ANEEL não é adequada para a realidade do país, uma vez que os investimentos associados à melhoria da qualidade são muito diferentes.

Para superar esse conflito, o modelo proposto para os indicadores técnicos visa incentivar/penalizar as distribuidoras de energia, que estão em diferentes níveis de qualidade do serviço, através de mecanismos baseados em curvas exponenciais de custos vs. qualidade.

Figura 7-13. Investimentos vs. Qualidade oferecida pelas distribuidoras.

Na Figura 7-13, está claro que, quanto pior a qualidade (DEC e FEC), menores os investimentos para se auferirem significativos ganhos de qualidade. Por outro lado, a partir de certo patamar de qualidade, os investimentos requeridos para melhoria sobem vertiginosamente. No caso das redes de distribuição, níveis elevados de qualidade podem implicar alteração de padrões de rede, ou ampliação da redundância do sistema que ficaria ociosa a maior parte do tempo, elevando consideravelmente os investimentos para melhoria ou manutenção do nível de qualidade.

O modelo proposto consiste em comparar os indicadores técnicos com suas respectivas metas, segregando as empresas entre as que atendem e não atendem seus padrões regulatórios. Posteriormente, são estabelecidas retas distintas de incentivos/penalidades para cada estágio de qualidade, as quais são desenhadas entre pontos de saturação com forma exponencial, justamente para representar os diferentes graus de esforços (investimentos) na obtenção da melhoria contínua de um ano para outro. A Figura 7-14 e a Figura 7-15 apresentam o resultado da proposta para as empresas com desempenhos entre (9-10] horas/interrupções que atendem/não atendem o padrão regulatório.

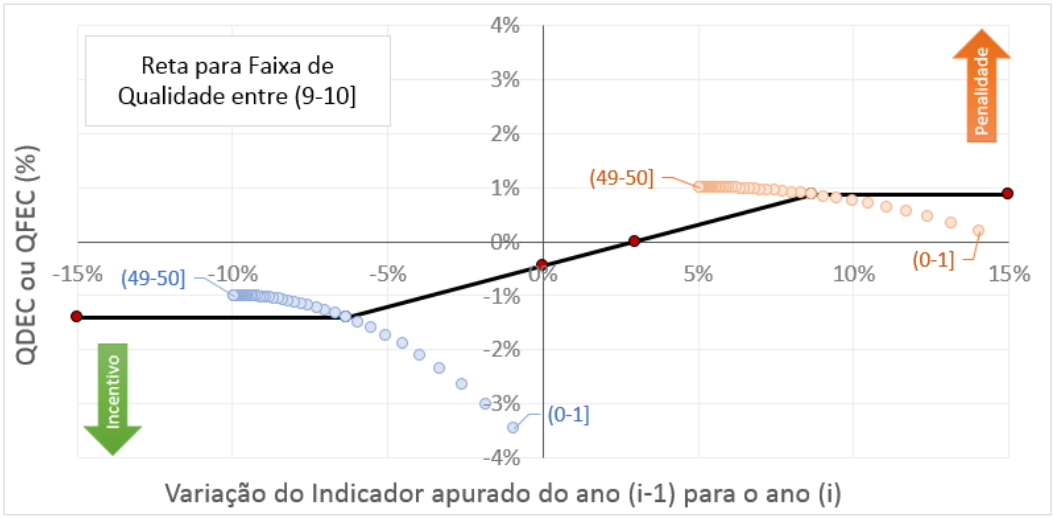


Figura 7-14. Reta de incentivo/penalidade para uma distribuidora com indicador (DEC ou FEC) entre 9 e 10 que atende ao padrão regulatório.

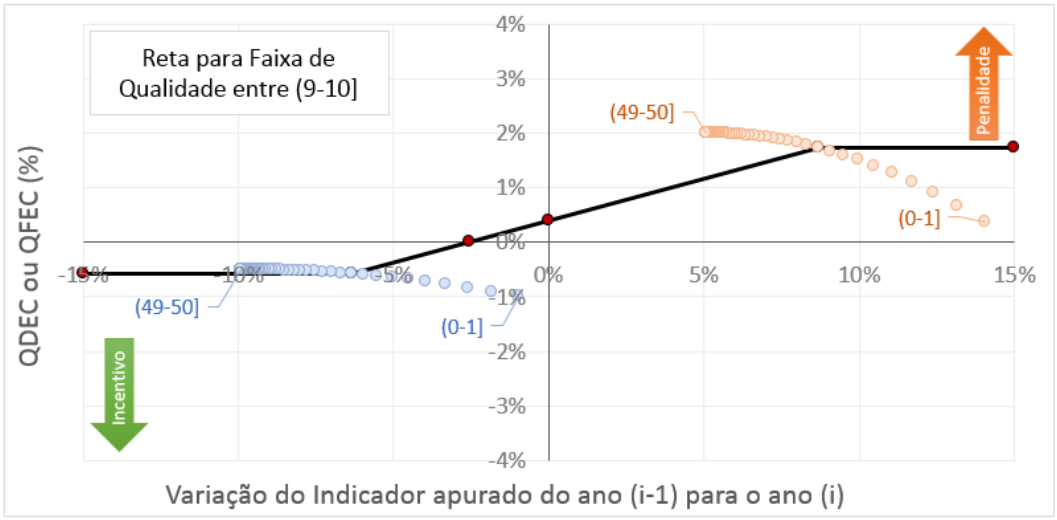


Figura 7-15. Reta de incentivo/penalidade para uma distribuidora com indicador (DEC ou FEC) entre 9 e 10 que não atende ao padrão regulatório.

Nota-se que existem grandes diferenças entre as retas quando atendem ou não o padrão regulatório. Para os casos em que a empresa atende o padrão, a maior parte da reta de incentivos/penalidades está nos quadrantes inferiores, o que facilita a obtenção de ganhos. Caso a empresa não atenda o padrão regulatório, a reta é deslocada para os quadrantes superiores e há necessidade de melhoria anual (eixo x) para a obtenção de ganhos. Essas características do modelo, junto à independência dos desempenhos de outras empresas, incentivarão às empresas a cumprir os padrões regulatórios.

Assim sendo, a metodologia proposta baseia-se em internalizar na política de incentivos/penalidades a curva crescente de custos em relação ao padrão regulatório definido (atende ou não atende aos padrões) e à variação anual (do ano i-1 para o ano i) do indicador apurado (DEC ou FEC), utilizando a fórmula abaixo.

$$Variação_Anual\ (\%) = \left(\frac{Ind(i)}{Ind(i-1)} - 1\right) \times 100 \qquad \textbf{(7-3)}$$

Partindo-se da premissa de que a curva de incentivos/penalidades é exponencial, é necessário definir pontos de saturação, para delimitar ganhos ou perdas de receita às distribuidoras em cada estágio de qualidade. Importa esclarecer que, para a construção das curvas exponenciais, foi preciso ajustar os parâmetros de amplitude e curvatura relevando-se a necessidade de não onerar excessivamente tanto os clientes (incentivos) quanto as empresas (penalidades). Para tanto, foram analisadas as taxas de incentivos e penalidades aplicadas aos custos gerenciáveis das distribuidoras, conforme regulamentação brasileira para o Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (±1%) [30] e da Europa (até 5%) [3], onde as empresas se encontram em estágios de qualidade inferiores a 3 horas/interrupções. Em outras palavras, o incentivo máximo para o estágio de qualidade mais próximo de zero não deverá exceder a taxa de 5%, sendo decrescente até 1% para as empresas com indicadores maiores ou iguais a 50 horas para o DEC ou 50 interrupções para o FEC.

Curvatura

Saturação $\longrightarrow Sat = a \cdot e^{b \cdot x} + c$ **(7-4)**

Amplitude

No modelo proposto, a formação das retas de incentivos e penalidades das distribuidoras que atendem ou não ao padrão regulatório é definida através da curva exponencial da equação acima, relacionando os incentivos/penalidades máximos versus os indicadores de continuidade. Desta forma, foram estabelecidos os coeficientes ("a", "b" e "c") que determinam a amplitude e a curvatura, e servem como potenciômetro para ajustar os valores da saturação (Sat) desejada. No caso do indicador DEC a saturação foi denominada Q_{DEC} e para o FEC de Q_{FEC}.

a. Formação das retas de incentivos e penalidades para distribuidoras que atendem ao padrão regulatório

Considerando-se que o incentivo deve ser maior na proporção em que a faixa de qualidade é mais próxima do zero, foram arbitrados valores para os coeficientes de amplitude e curvatura de (a = -3 / b= -0,2 / c= -1), para obter-se o resultado da saturação de incentivo em cada faixa da Figura 7-16.

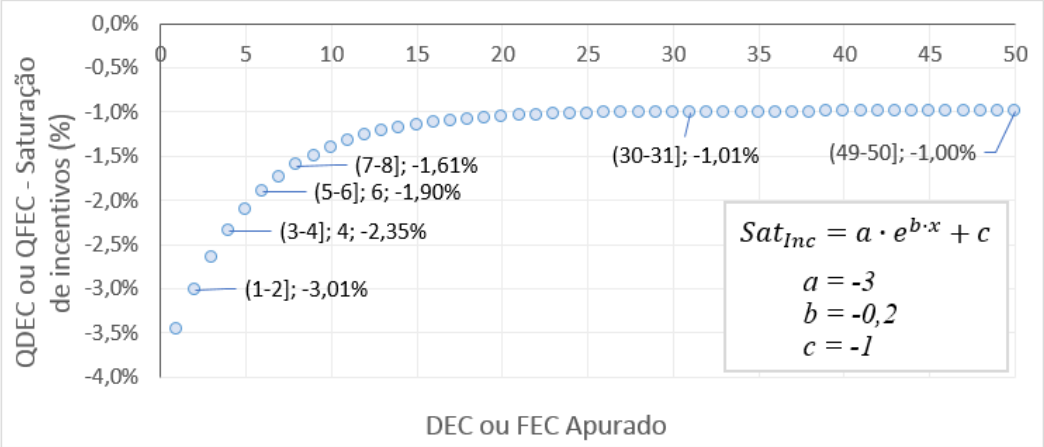


Figura 7-16. DEC ou FEC vs. Saturação de incentivos (%).

Observa-se que o eixo horizontal corresponde às faixas de qualidade DEC ou FEC que variam de 1 em 1, representando o valor apurado do indicador analisado, com arredondamento para cima. O eixo vertical retorna o valor do incentivo máximo Q_{DEC} ou Q_{FEC} de cada faixa. Por exemplo, para um valor de DEC apurado de 7,5 horas, basta substituir o valor de "x" por 8 (na equação da Figura 7-16) para obter-se o valor de -1,61% como incentivo máximo na parcela B, para essa faixa de qualidade.

Após a determinação da saturação de incentivos, faz-se necessário definir a saturação para a variação anual de melhoria dos indicadores apurados, que garantirá o incentivo máximo em cada faixa de qualidade. Nesse caso, deve-se considerar que amplas variações dos indicadores com a aplicação de investimentos moderados podem ser alcançadas somente em estágios precários de qualidade do serviço. Por outro lado, nos estágios de qualidade próximos de zero, são necessários maiores aportes para produzir pequenas variações de melhoria (Figura 7-17).

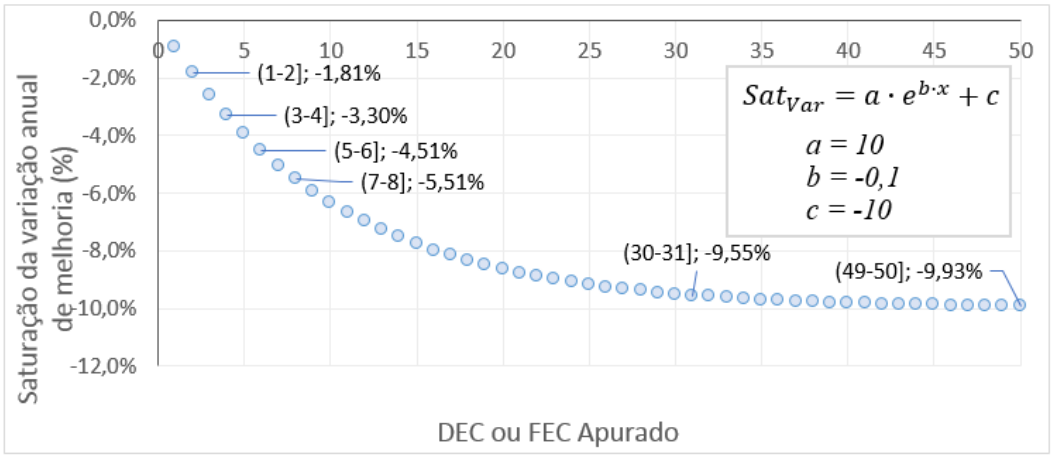


Figura 7-17. DEC ou FEC vs. Saturação da variação anual de melhoria (%).

A combinação dos valores dos eixos verticais da Figura 7-16 e da Figura 7-17, para cada faixa de qualidade, dá origem à Figura 7-18. Nota-se que, com a seleção dos coeficientes "a", "b" e "c" (definição da amplitude e curvatura) apresentados nas curvas da Figura 7-16 e da Figura 7-17, a linha de tendência projetada no gráfico é uma parábola invertida com coeficiente de determinação $R^2 = 1$. No entanto, destaca-se que não se trata de uma regra, uma vez que tal condição está diretamente associada à seleção dos valores dos coeficientes mencionados. De qualquer forma, após análises de variação de amplitude e curvatura das equações exponenciais se verificou que a correlação dos pontos na curva resultante sempre foi acima de 90%.

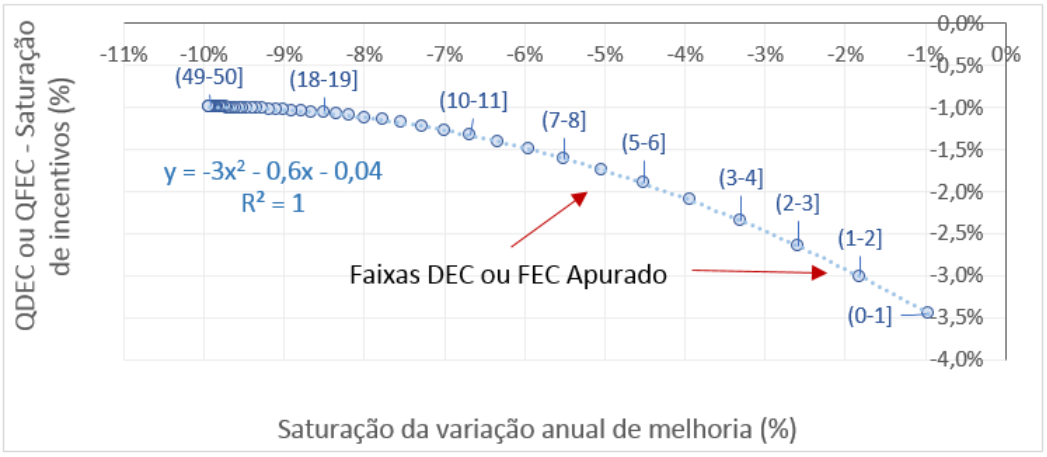


Figura 7-18. Saturação de incentivos vs. Saturação da variação anual de melhoria da qualidade.

Retomando-se o exemplo anterior, e fazendo-se uma leitura da Figura 7-18 para um DEC apurado de 7,5 horas, será necessária uma variação anual de melhoria na ordem de -5,51% para garantir o incentivo máximo de -1,61% na parcela B.

O mesmo procedimento é feito para estabelecer a curva de penalidades das distribuidoras que atendem ao padrão regulatório, diferenciando-se apenas na seleção dos coeficientes ("a", "b" e "c") das curvas exponenciais. Tal seleção deve considerar que, quanto melhores os indicadores apurados DEC ou FEC (mais próximos de zero), menores devem ser as penalizações caso haja piora da qualidade.

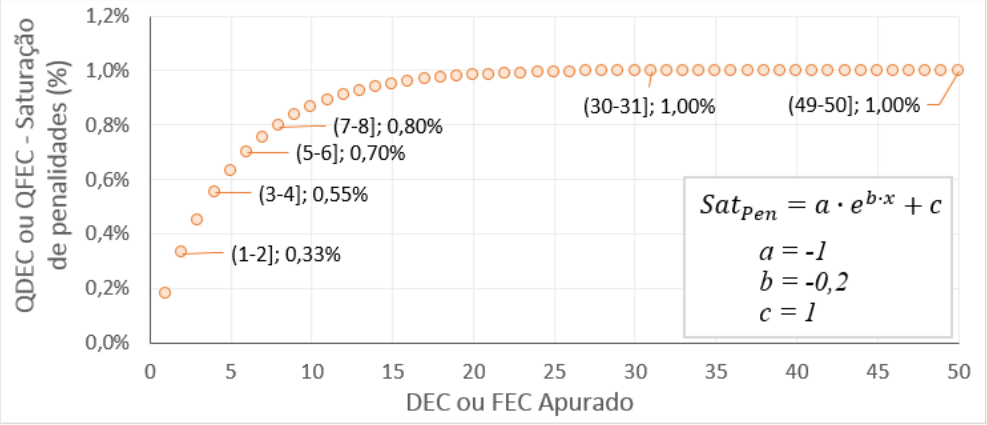


Figura 7-19. DEC ou FEC vs. Saturação de Penalidades.

Na Figura 7-19, observa-se que a saturação das penalidades para cada faixa de qualidade é crescente até atingir o percentual máximo de -1% para os indicadores na faixa de 49 a 50.

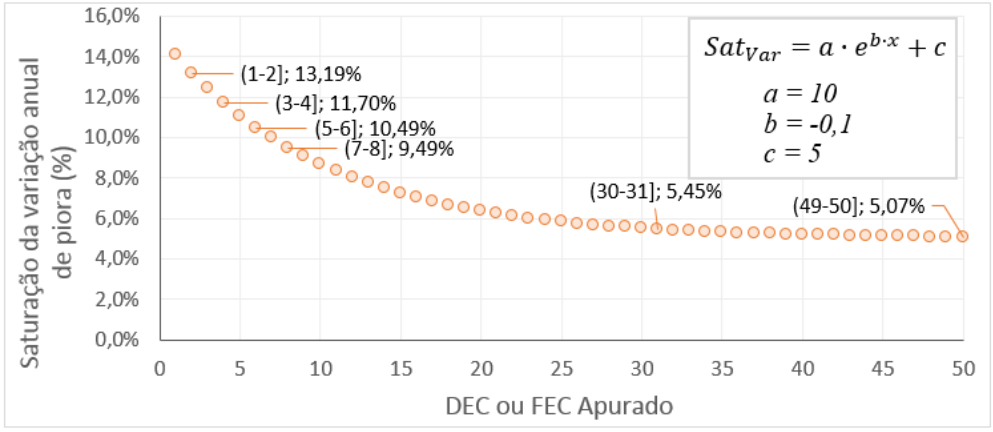


Figura 7-20. DEC ou FEC vs. Saturação da variação anual de piora.

Para definir a saturação da variação anual de piora dos indicadores apurados da Figura 7-20, considerou-se que, para estágios de qualidade precária, menores variações dos indicadores devem ser toleradas para alcançar a máxima penalização. Por outro lado, nos estágios de qualidade mais próximos de zero, maiores variações na degradação dos indicadores devem ser apuradas para que ocorra a saturação de penalidades.

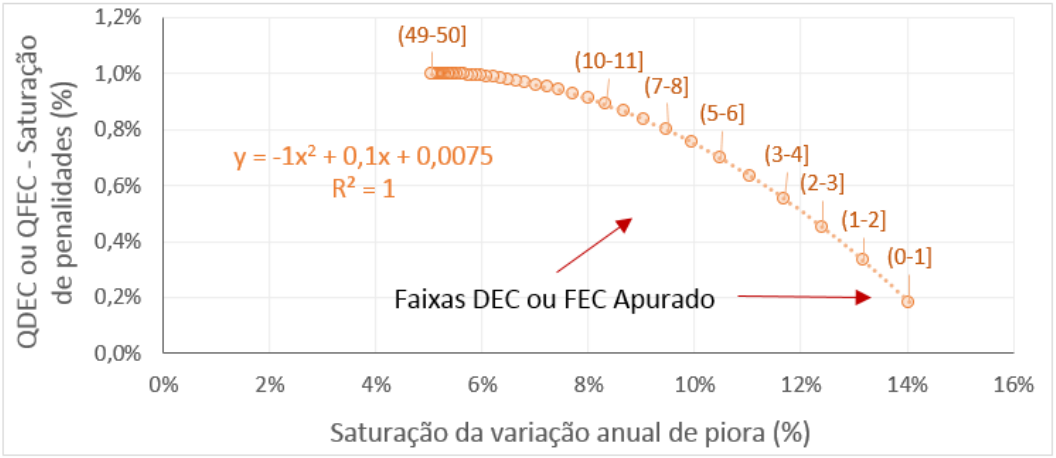


Figura 7-21. Saturação de penalidades vs. Saturação da variação anual de piora da qualidade.

A Figura 7-21 apresenta a combinação dos valores dos eixos verticais das curvas exibidas na Figura 7-19, Figura 7-20, onde cada ponto (faixa de qualidade) é composto pela saturação de variação anual de piora e a saturação de penalidades. Os resultados da metodologia e seus procedimentos propostos apresentam uma clara sinalização regulatória de estímulo para as distribuidoras cujos padrões são mais precários, uma vez que pequenas degradações dos indicadores representam grande penalização. No exemplo da empresa que atende o padrão regulatório com DEC igual a 7,5 horas, a penalização máxima de 0,80% aconteceria em uma degradação da qualidade superior a 9,49% em relação ao indicador apurado do ano anterior.

A plotagem da Figura 7-18 e da Figura 7-21 no mesmo plano dá origem à Figura 7-22, na qual a união dos pontos de saturação para cada estágio de qualidade gera a reta de incentivos/penalidades das distribuidoras que atendem ao padrão regulatório.

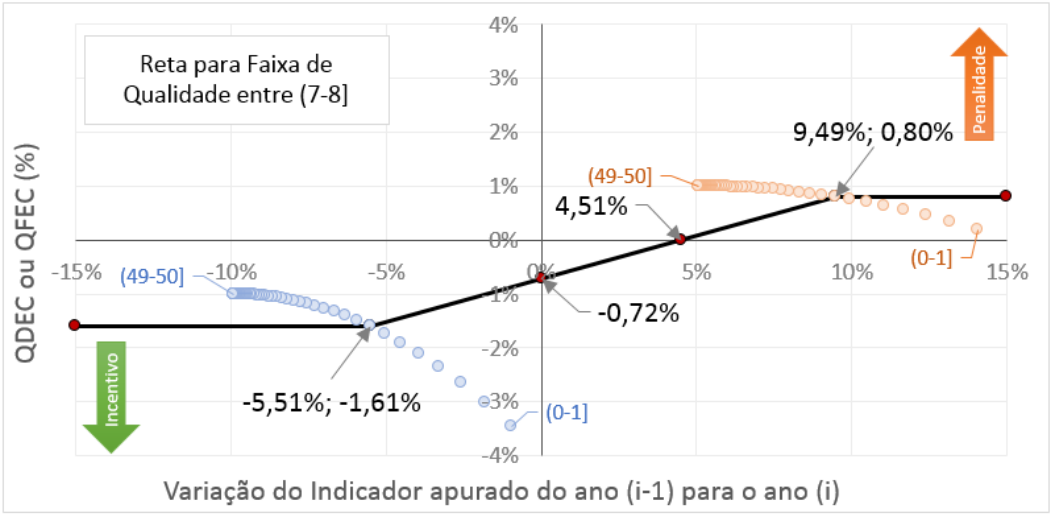


Figura 7-22. Reta de incentivo/penalidade para uma distribuidora com indicador (DEC ou FEC) entre 7 e 8 e que atende ao padrão regulatório.

A Figura 7-22 exemplifica a metodologia proposta para uma empresa que atende ao padrão regulatório e tem um indicador apurado DEC ou FEC entre 7 e 8. Nota-se que, no exemplo acima, por um lado há uma tolerância de piora do indicador anual de 4,51% para o início das penalizações, e por outro há um incentivo de manutenção da qualidade de -0,72% caso não haja variação do indicador de um ano para outro. Essas tolerâncias são causadas pelas diferenças numéricas entre o ponto de saturação de incentivo (-5,51%, -1,61%) e o ponto de saturação de penalidade (9,94%, 0,80%), os quais estão atrelados à maior dificuldade de melhoria dos indicadores próximos de zero.

No modelo, as distribuidoras que atendam ao padrão e apresentem melhores estágios de qualidade podem piorar o indicador anual até certo percentual e, mesmo assim, não sofrer redução na tarifa, através da parcela B. Contudo, salienta-se que, para o conjunto de coeficientes selecionados, tal tolerância tende a existir apenas para as distribuidoras com indicadores mais próximos ao zero. A justificativa para tanto é que fatores exógenos tendem a ocasionar maiores impactos nas distribuidoras que possuem indicadores apurados próximos do padrão tecnológico e construtivo das redes elétricas.

Para facilitar a apresentação e interpretação da metodologia proposta para a qualidade técnica, destaca-se ainda que os valores obtidos para cada estágio de qualidade podem ser exibidos em formato de tabela. Assim sendo, foram definidas duas tabelas de acordo com o atendimento (Tabela 7-8) e não atendimento (Tabela 7-9) dos padrões regulatórios, onde as linhas

representam os estágios de qualidade e as colunas identificam os pontos de saturação de incentivos, a equação da reta e os pontos de saturação de penalidades.

Tabela 7-8. Definição das retas de cada intervalo de qualidade das empresas que atendem ao padrão regulatório

Intervalos de DEC/FEC apurado ano (i)	Saturação de Incentivos		Equação da Reta	Saturação de Penalidades	
	(a) Variação menor ou igual a (%)	(b) Incentivo - QDEC ou QFEC máximo (%)	Variação > (a) e < (d) QDEC ou QFEC (%)	(d) Variação maior ou igual a (%)	(e) Penalidade - QDEC ou QFEC máximo (%)
(0-1]	-0,95%	-3,46%	0,24*Var -3,23	14,05%	0,18%
(1-2]	-1,81%	-3,01%	0,22*Var -2,61	13,19%	0,33%
(2-3]	-2,59%	-2,65%	0,21*Var -2,11	12,41%	0,45%
(3-4]	-3,30%	-2,35%	0,19*Var -1,71	11,70%	0,55%
(4-5]	-3,93%	-2,10%	0,18*Var -1,39	11,07%	0,63%
(5-6]	-4,51%	-1,90%	0,17*Var -1,12	10,49%	0,70%
(6-7]	-5,03%	-1,74%	0,17*Var -0,9	9,97%	0,75%
(7-8]	-5,51%	-1,61%	0,16*Var -0,72	9,49%	0,80%
(8-9]	-5,93%	-1,50%	0,16*Var -0,57	9,07%	0,83%
(9-10]	-6,32%	-1,41%	0,15*Var -0,45	8,68%	0,86%
(10-11]	-6,67%	-1,33%	0,15*Var -0,34	8,33%	0,89%
(11-12]	-6,99%	-1,27%	0,15*Var -0,26	8,01%	0,91%
(12-13]	-7,27%	-1,22%	0,14*Var -0,18	7,73%	0,93%
(13-14]	-7,53%	-1,18%	0,14*Var -0,12	7,47%	0,94%
(14-15]	-7,77%	-1,15%	0,14*Var -0,06	7,23%	0,95%
(15-16]	-7,98%	-1,12%	0,14*Var -0,01	7,02%	0,96%
(16-17]	-8,17%	-1,10%	0,14*Var + 0,03	6,83%	0,97%
(17-18]	-8,35%	-1,08%	0,14*Var + 0,06	6,65%	0,97%
(18-19]	-8,50%	-1,07%	0,14*Var + 0,09	6,50%	0,98%
(19-20]	-8,65%	-1,05%	0,14*Var + 0,12	6,35%	0,98%
(20-21]	-8,78%	-1,04%	0,14*Var + 0,14	6,22%	0,99%
(21-22]	-8,89%	-1,04%	0,13*Var + 0,16	6,11%	0,99%
(22-23]	-9,00%	-1,03%	0,13*Var + 0,18	6,00%	0,99%
(23-24]	-9,09%	-1,02%	0,13*Var + 0,2	5,91%	0,99%
(24-25]	-9,18%	-1,02%	0,13*Var + 0,21	5,82%	0,99%
(25-26]	-9,26%	-1,02%	0,13*Var + 0,22	5,74%	0,99%
(26-27]	-9,33%	-1,01%	0,13*Var + 0,24	5,67%	1,00%
(27-28]	-9,39%	-1,01%	0,13*Var + 0,25	5,61%	1,00%
(28-29]	-9,45%	-1,01%	0,13*Var + 0,25	5,55%	1,00%
(29-30]	-9,50%	-1,01%	0,13*Var + 0,26	5,50%	1,00%
(30-31]	-9,55%	-1,01%	0,13*Var + 0,27	5,45%	1,00%
(31-32]	-9,59%	-1,00%	0,13*Var + 0,28	5,41%	1,00%
(32-33]	-9,63%	-1,00%	0,13*Var + 0,28	5,37%	1,00%
(33-34]	-9,67%	-1,00%	0,13*Var + 0,29	5,33%	1,00%
(34-35]	-9,70%	-1,00%	0,13*Var + 0,29	5,30%	1,00%

Intervalos de DEC/FEC apurado ano (i)	Saturação de Incentivos		Equação da Reta	Saturação de Penalidades	
	(a) Variação menor ou igual a (%)	(b) Incentivo - QDEC ou QFEC máximo (%)	Variação > (a) e < (d) QDEC ou QFEC (%)	(d) Variação maior ou igual a (%)	(e) Penalidade - QDEC ou QFEC máximo (%)
(35-36]	-9,73%	-1,00%	0,13*Var + 0,3	5,27%	1,00%
(36-37]	-9,75%	-1,00%	0,13*Var + 0,3	5,25%	1,00%
(37-38]	-9,78%	-1,00%	0,13*Var + 0,3	5,22%	1,00%
(38-39]	-9,80%	-1,00%	0,13*Var + 0,31	5,20%	1,00%
(39-40]	-9,82%	-1,00%	0,13*Var + 0,31	5,18%	1,00%
(40-41]	-9,83%	-1,00%	0,13*Var + 0,31	5,17%	1,00%
(41-42]	-9,85%	-1,00%	0,13*Var + 0,31	5,15%	1,00%
(42-43]	-9,86%	-1,00%	0,13*Var + 0,31	5,14%	1,00%
(43-44]	-9,88%	-1,00%	0,13*Var + 0,32	5,12%	1,00%
(44-45]	-9,89%	-1,00%	0,13*Var + 0,32	5,11%	1,00%
(45-46]	-9,90%	-1,00%	0,13*Var + 0,32	5,10%	1,00%
(46-47]	-9,91%	-1,00%	0,13*Var + 0,32	5,09%	1,00%
(47-48]	-9,92%	-1,00%	0,13*Var + 0,32	5,08%	1,00%
(48-49]	-9,93%	-1,00%	0,13*Var + 0,32	5,07%	1,00%
(49-50]	-9,93%	-1,00%	0,13*Var + 0,32	5,07%	1,00%

Nota-se que nos valores da coluna "Equação da Reta", o sinal positivo do coeficiente da equação (Q_{DEC} ou Q_{FEC}) indica o início da penalização para as distribuidoras com indicadores precários (acima de 16), quando não há variação de melhoria dos indicadores de continuidade do serviço. Abaixo do referido patamar, aparece um incentivo automático para manter o nível de qualidade (Var = 0), desde que o padrão regulatório seja atendido.

b. Formação das retas de incentivos e penalidades para distribuidoras que **não** atendem ao padrão regulatório

Tendo em vista que os fundamentos para a construção das curvas da metodologia já foram minuciosamente expostos no item anterior, passa-se a apresentar as figuras que mostram a formação das curvas de incentivos e penalidades resultantes da combinação das curvas de variação anual e saturação, para os diferentes estágios de qualidade das distribuidoras que não atendem ao padrão.

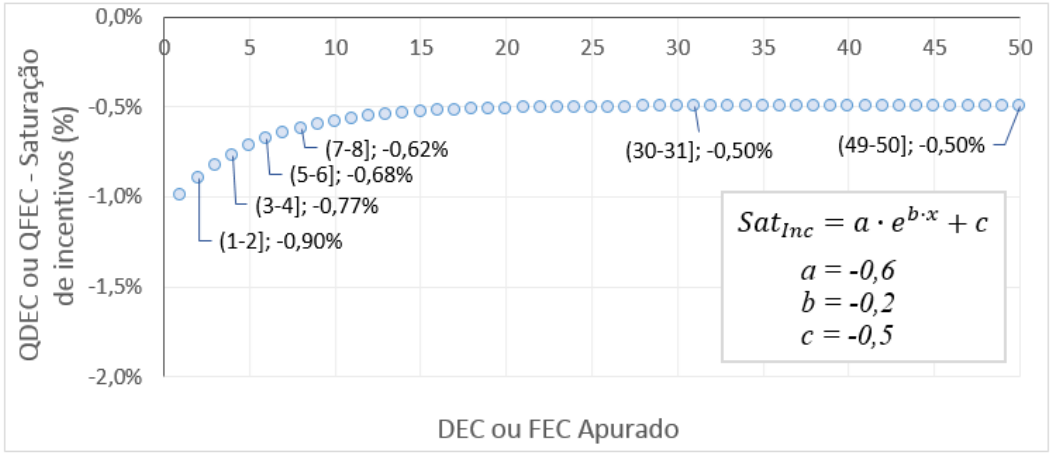


Figura 7-23. DEC ou FEC vs. Saturação de incentivos (%).

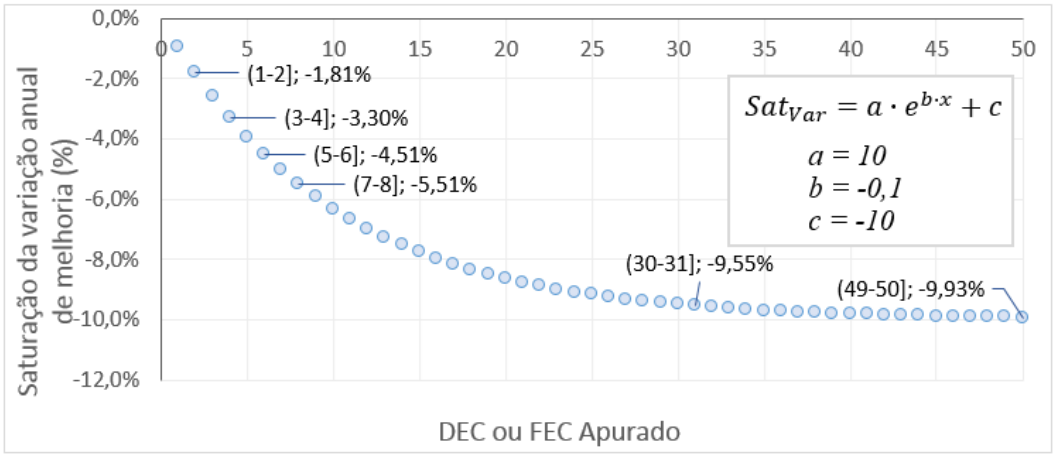


Figura 7-24. DEC ou FEC vs. Saturação da variação anual de melhoria (%).

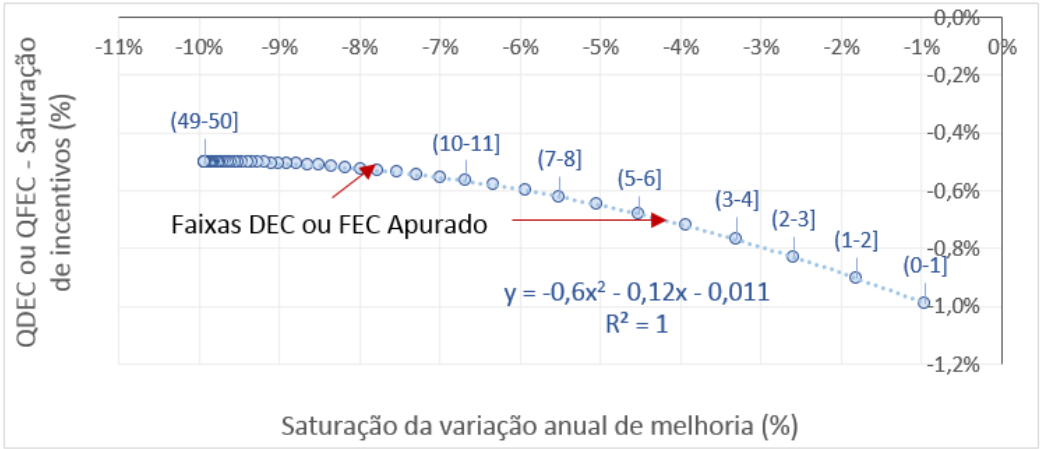


Figura 7-25. Saturação de incentivos vs. Saturação da variação anual de melhoria da qualidade.

Para a formação da Figura 7-25, foi selecionado um conjunto de coeficientes (apresentados nas Figura 7-23 e Figura 7-24) que limitasse a -0,5% o incentivo máximo das distribuidoras com patamares de qualidade técnica acima de 50 horas. Para melhores estágios de qualidade (próximos de zero) a saturação de incentivos apresenta tendência de aumento exponencial de até -1%.

Para as curvas de penalidade, o método proposto baseia-se no critério de que a máxima penalização de 2% (Figura 7-26) ocorra quando o patamar de qualidade seja igual ou maior do que 50 horas, com uma variação anual de piora de 5% (Figura 7-27). Conforme pode ser verificado, na Figura 7-28, a partir desse valor, os percentuais de penalização apresentam tendência de diminuição exponencial na medida em que os estágios de qualidade se aproximem de zero, ou seja, na proporção em que os indicadores técnicos são melhores.

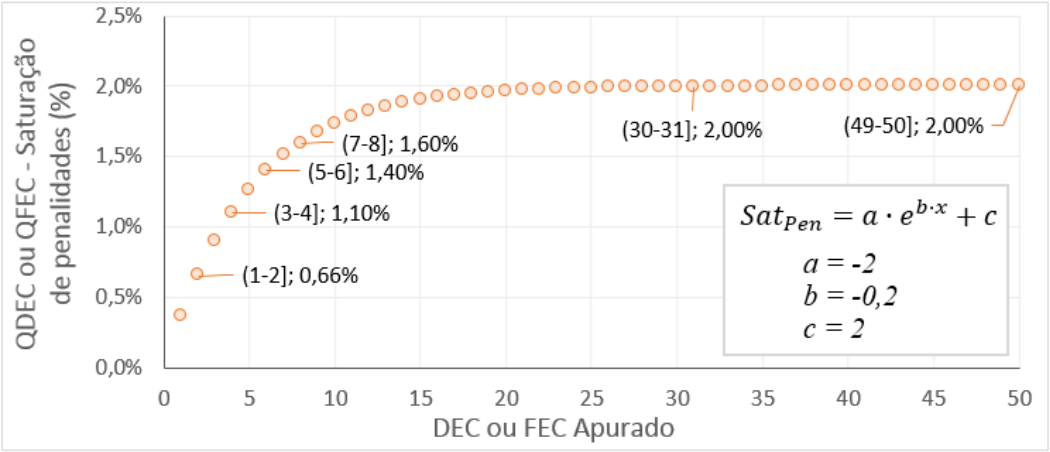


Figura 7-26. DEC ou FEC vs. Saturação de penalidades (%).

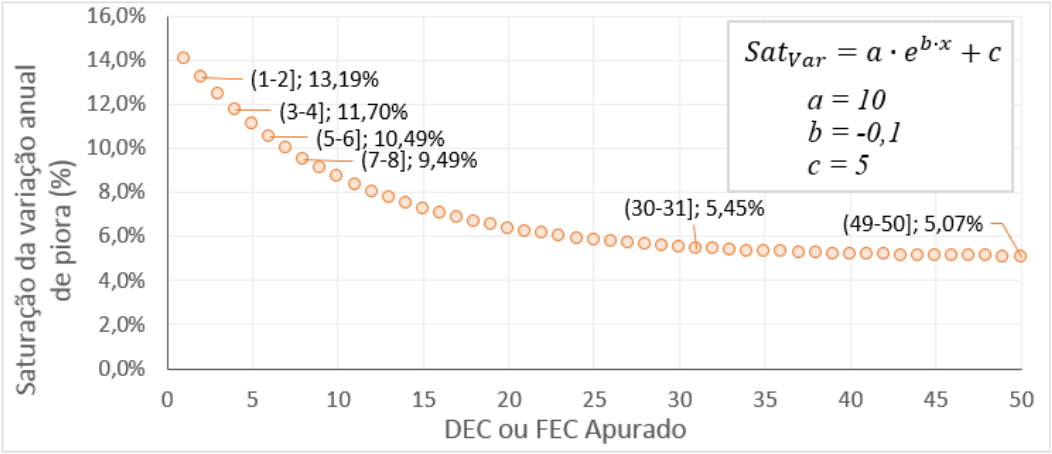


Figura 7-27. DEC ou FEC vs. Saturação da variação anual de piora (%).

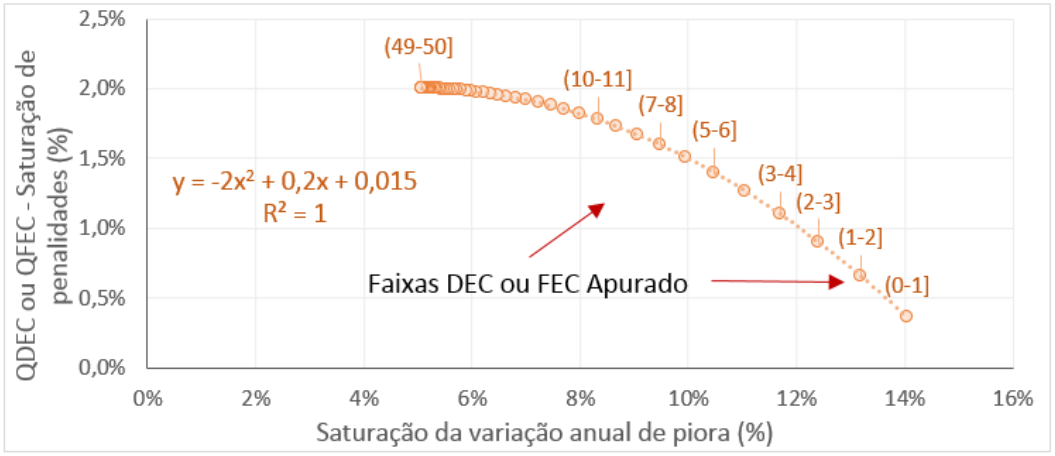


Figura 7-28. Saturação de incentivos vs. Saturação da variação anual de piora da qualidade.

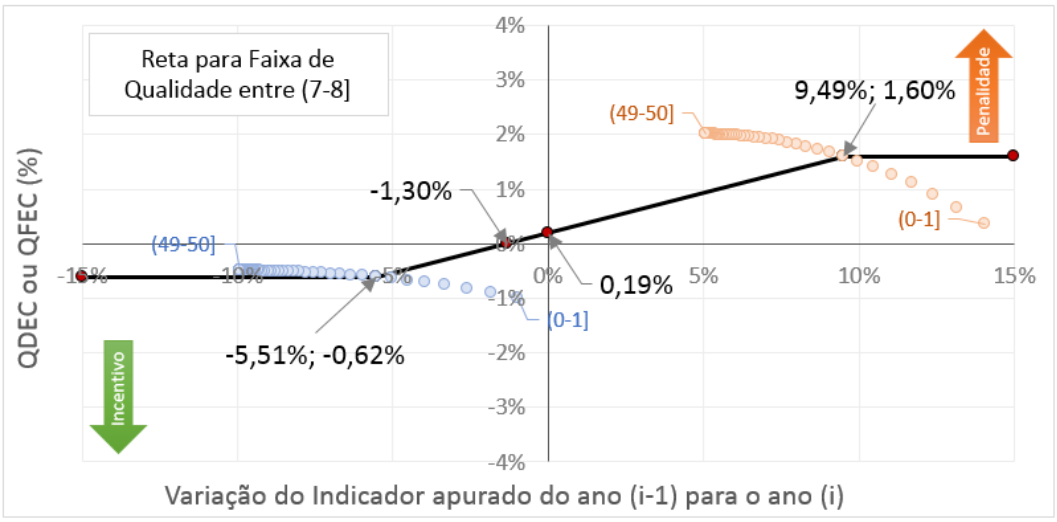


Figura 7-29. Reta de incentivo/penalidade para uma distribuidora com indicador (DEC ou FEC) entre 7 e 8 e que não atende ao padrão regulatório.

Na Figura 7-29, apresenta o caso de uma empresa que não atende ao padrão regulatório e possui um DEC apurado igual 7,5 horas. Neste exemplo, o incentivo máximo de -0,62% somente acontecerá com uma variação de melhoria de pelo menos -5,51%, em relação ao indicador apurado do ano anterior. No outro extremo uma variação de piora da qualidade de 9,49% resultará em uma penalização de 1,60%.

A tabela a seguir apresenta as equações resultantes para cada faixa de qualidade das empresas que não atendem o padrão regulatório.

Tabela 7-9. Definição das retas de cada intervalo de qualidade das empresas que não atendem ao padrão regulatório.

Intervalos de DEC/FEC apurado ano (i)	Saturação de Incentivos		Equação da Reta	Saturação de Penalidades	
	(a) Variação menor ou igual a (%)	(b) Incentivo - QDEC ou QFEC máximo (%)	Variação > (a) e < (d) QDEC ou QFEC (%)	(d) Variação maior ou igual a (%)	(e) Penalidade - QDEC ou QFEC máximo (%)
(0-1]	-0,95%	-0,99%	0,09*Var -0,91	14,05%	0,36%
(1-2]	-1,81%	-0,90%	0,1*Var -0,71	13,19%	0,66%
(2-3]	-2,59%	-0,83%	0,12*Var -0,53	12,41%	0,90%
(3-4]	-3,30%	-0,77%	0,12*Var -0,36	11,70%	1,10%
(4-5]	-3,93%	-0,72%	0,13*Var -0,2	11,07%	1,26%
(5-6]	-4,51%	-0,68%	0,14*Var -0,06	10,49%	1,40%
(6-7]	-5,03%	-0,65%	0,14*Var + 0,08	9,97%	1,51%
(7-8]	-5,51%	-0,62%	0,15*Var + 0,19	9,49%	1,60%
(8-9]	-5,93%	-0,60%	0,15*Var + 0,3	9,07%	1,67%
(9-10]	-6,32%	-0,58%	0,15*Var + 0,39	8,68%	1,73%
(10-11]	-6,67%	-0,57%	0,16*Var + 0,48	8,33%	1,78%
(11-12]	-6,99%	-0,55%	0,16*Var + 0,55	8,01%	1,82%
(12-13]	-7,27%	-0,54%	0,16*Var + 0,62	7,73%	1,85%
(13-14]	-7,53%	-0,54%	0,16*Var + 0,68	7,47%	1,88%
(14-15]	-7,77%	-0,53%	0,16*Var + 0,73	7,23%	1,90%
(15-16]	-7,98%	-0,52%	0,16*Var + 0,78	7,02%	1,92%
(16-17]	-8,17%	-0,52%	0,16*Var + 0,82	6,83%	1,93%
(17-18]	-8,35%	-0,52%	0,16*Var + 0,85	6,65%	1,95%
(18-19]	-8,50%	-0,51%	0,16*Var + 0,89	6,50%	1,96%
(19-20]	-8,65%	-0,51%	0,16*Var + 0,92	6,35%	1,96%
(20-21]	-8,78%	-0,51%	0,17*Var + 0,94	6,22%	1,97%
(21-22]	-8,89%	-0,51%	0,17*Var + 0,96	6,11%	1,98%
(22-23]	-9,00%	-0,51%	0,17*Var + 0,99	6,00%	1,98%
(23-24]	-9,09%	-0,50%	0,17*Var + 1	5,91%	1,98%
(24-25]	-9,18%	-0,50%	0,17*Var + 1,02	5,82%	1,99%
(25-26]	-9,26%	-0,50%	0,17*Var + 1,03	5,74%	1,99%
(26-27]	-9,33%	-0,50%	0,17*Var + 1,05	5,67%	1,99%
(27-28]	-9,39%	-0,50%	0,17*Var + 1,06	5,61%	1,99%
(28-29]	-9,45%	-0,50%	0,17*Var + 1,07	5,55%	1,99%
(29-30]	-9,50%	-0,50%	0,17*Var + 1,08	5,50%	2,00%
(30-31]	-9,55%	-0,50%	0,17*Var + 1,09	5,45%	2,00%
(31-32]	-9,59%	-0,50%	0,17*Var + 1,1	5,41%	2,00%
(32-33]	-9,63%	-0,50%	0,17*Var + 1,1	5,37%	2,00%
(33-34]	-9,67%	-0,50%	0,17*Var + 1,11	5,33%	2,00%
(34-35]	-9,70%	-0,50%	0,17*Var + 1,11	5,30%	2,00%
(35-36]	-9,73%	-0,50%	0,17*Var + 1,12	5,27%	2,00%
(36-37]	-9,75%	-0,50%	0,17*Var + 1,12	5,25%	2,00%
(37-38]	-9,78%	-0,50%	0,17*Var + 1,13	5,22%	2,00%
(38-39]	-9,80%	-0,50%	0,17*Var + 1,13	5,20%	2,00%

Intervalos de DEC/FEC apurado ano (i)	Saturação de Incentivos		Equação da Reta	Saturação de Penalidades	
	(a) Variação menor ou igual a (%)	(b) Incentivo - QDEC ou QFEC máximo (%)	Variação > (a) e < (d) QDEC ou QFEC (%)	(d) Variação maior ou igual a (%)	(e) Penalidade - QDEC ou QFEC máximo (%)
(39-40]	-9,82%	-0,50%	0,17*Var + 1,14	5,18%	2,00%
(40-41]	-9,83%	-0,50%	0,17*Var + 1,14	5,17%	2,00%
(41-42]	-9,85%	-0,50%	0,17*Var + 1,14	5,15%	2,00%
(42-43]	-9,86%	-0,50%	0,17*Var + 1,14	5,14%	2,00%
(43-44]	-9,88%	-0,50%	0,17*Var + 1,15	5,12%	2,00%
(44-45]	-9,89%	-0,50%	0,17*Var + 1,15	5,11%	2,00%
(45-46]	-9,90%	-0,50%	0,17*Var + 1,15	5,10%	2,00%
(46-47]	-9,91%	-0,50%	0,17*Var + 1,15	5,09%	2,00%
(47-48]	-9,92%	-0,50%	0,17*Var + 1,15	5,08%	2,00%
(48-49]	-9,93%	-0,50%	0,17*Var + 1,15	5,07%	2,00%
(49-50]	-9,93%	-0,50%	0,17*Var + 1,16	5,07%	2,00%

Na Tabela 7-9, evidencia-se que a metodologia proposta elimina a tolerância (flexibilidade nas penalizações quando há uma piora dos indicadores) para as distribuidoras com indicadores apurados superiores a 6. Por outro lado, para as distribuidoras com patamar de qualidade inferior a 6 serão concedidos incentivos ainda que não apresentem melhorias dos indicadores de um ano para outro, uma vez que o coeficiente negativo faz com que a reta seja deslocada para os quadrantes inferiores.

7.5.3 Política de Incentivos e Penalidades da Qualidade Comercial

Conforme mencionado no item 7.5.1, o indicador QUALCOM, selecionado para metodologia de incentivo e penalidade da qualidade comercial, possui meta fixa e rigorosa para todas as distribuidoras (pelo menos 97% dos atendimentos devem estar dentro dos prazos estabelecidos). Portanto, tem-se, por lógica, que o investimento aplicado pelas empresas cumpre a finalidade de atender/manter os seus valores apurados dentro dos padrões estabelecidos, sem, contudo, ter como referência o princípio da melhoria contínua da qualidade técnica. Nessa linha, a proposta deste trabalho considera, tão somente, a diferença entre o padrão estabelecido e o indicador apurado do ano analisado, conforme mostrado na Figura 7-30.

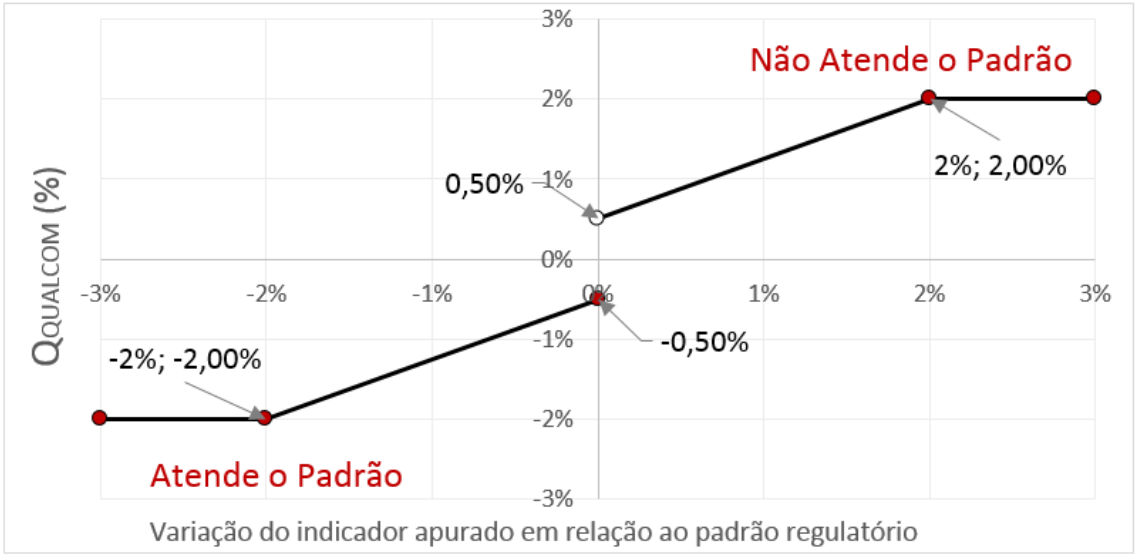


Figura 7-30. Reta de incentivos/penalidades para o indicador comercial.

Para a construção da reta de incentivos/penalidades tomou-se como referência a metodologia proposta dos indicadores técnicos que utiliza pontos de saturação máximos e mínimos. A grande diferença está na utilização de um único gráfico para todas as empresas (a meta também é única), incluindo-se uma descontinuidade com o objetivo de auferir às distribuidoras ganhos (0,5%) ou perdas (-0,5%) iniciais, a partir da simples constatação do atendimento ou não ao padrão regulatório. A referida descontinuidade é necessária, pois diferente dos indicadores técnicos que já são considerados na proposta de cálculo da ANEEL dos custos operacionais regulatórios, os indicadores comerciais não são considerados nesse processo. Ou seja, as distribuidoras já necessitam de um ajuste no repasse dos custos operacionais somente pelo fato de atender ou não atender os parâmetros regulatórios (quase que como um ajuste dos custos operacionais).

Adicionalmente, destaca-se que os pontos de saturação de incentivos (2%) e penalidades (-2%) são fixos, para todas as distribuidoras, em variações de ±2% do indicador apurado em relação ao padrão regulatório. Na equação abaixo é apresentada a fórmula da variação do indicador QUALCOM, que definirá o grau de incentivo/penalidade. As equações das retas de incentivos e penalidades do indicador comercial estão contidas na Tabela 7-10.

$$Variação_Padrão\ (\%) = \left(1 - \frac{Ind(i)}{97\%}\right) \times 100 \qquad \textbf{(7-5)}$$

Tabela 7-10. Definição das retas de incentivos e penalidades do indicador QUALCOM.

Atende ao Padrão	Não atende ao Padrão
$Q_{QUALCOM}(\%) = 0{,}75 \times Variaçã_Padrão - 0{,}5$	$Q_{QUALCOM}(\%) = 0{,}75 \times Variação_Padrão + 0{,}5$

Para elucidar a proposta, cita-se um exemplo, considerando-se uma distribuidora com indicador QUALCOM apurado igual a 98%. Nesse caso, a variação entre o indicador apurado e o padrão regulatório resultaria em -1,03%. Aplicando-se esse valor na equação das empresas que atendem ao padrão, obtém-se -1,27% de incentivo no componente comercial da qualidade.

7.5.4 Aplicação dos Pesos na Fórmula de Incentivos e Penalidades da Qualidade do Serviço

Após o cálculo de incentivos e penalidades dos indicadores técnicos e do indicador comercial de forma individual, deve-se aplicar os pesos de cada um dos componentes da qualidade. O resultado da equação abaixo é aplicado diretamente aos custos gerenciáveis das distribuidoras de energia elétrica, aumentando-se ou diminuindo-se a tarifa nos reajustes anuais.

$$Q(\%) = (0{,}5 \cdot \mathrm{Q_{DEC}} + 0{,}3 \cdot \mathrm{Q_{FEC}} + 0{,}2 \cdot \mathrm{Q_{QUALCOM}}) \times 100 \qquad \textbf{(7-6)}$$

Entende-se, assim, que o mecanismo de incentivos e penalidades proposto tem indicadores que representam com precisão a qualidade técnica e comercial, bem como guarda razoabilidade quanto aos pesos propostos, principalmente para a componente de qualidade técnica, a qual tem maior impacto no desenvolvimento das atividades diárias dos clientes.

7.5.5 Aplicação do Modelo de Incentivos e Penalidades

A Tabela 7-11 apresenta o resultado da aplicação da metodologia proposta, utilizando-se a base de dados dos indicadores de 2012 e 2013, das 63 distribuidoras de energia elétrica do Brasil, disponíveis no site da ANEEL. Na Tabela 7-11, os valores destacados nas colunas dos indicadores (Faixa DEC em 2013 [horas], Faixa FEC em 2013 [interrup] e QUALCOM [%]) indicam quais empresas não atenderam ao padrão regulatório estabelecido em 2013. O resultado

final dos incentivos/penalidades a serem aplicados nos custos gerenciáveis das distribuidoras é apresentado na coluna "Q [%]", na qual foram ressaltadas em vermelho as penalidades.

Tabela 7-11. Resultados da aplicação da metodologia proposta.

EMPRESA	Faixa DEC em 2013 [Horas]	Variação Anual DEC (%)	Q_DEC [%]	Faixa FEC em 2013 [Interrup]	Variação Anual FEC (%)	Q_FEC [%]	QUALCOM [%]	Variação Padrão (%)	Q_QUALCOM [%]	Q [%]
Pesos			50%			30%			20%	
FORCEL	3	-19,9%	-2,6%	6	-43,4%	-1,9%	100,0%	-3,1%	-2,0%	-2,3%
ELFSM	6	-22,0%	-1,9%	6	-23,9%	-1,9%	99,9%	-3,0%	-2,0%	-1,9%
EFLUL	7	-37,7%	-1,7%	6	-36,4%	-1,9%	99,7%	-2,7%	-2,0%	-1,8%
CPFL MOCOCA	5	-16,5%	-2,1%	5	-12,9%	-2,1%	97,2%	-0,2%	-0,7%	-1,8%
HIDROPAN	6	-68,5%	-1,9%	11	-42,9%	-1,3%	99,9%	-3,0%	-2,0%	-1,8%
ELETROPAULO	8	-4,3%	-1,4%	5	-6,0%	-2,1%	98,7%	-1,7%	-1,8%	-1,7%
EDEVP	6	0,0%	-1,1%	6	-14,6%	-1,9%	99,7%	-2,8%	-2,0%	-1,5%
CPFL PAULISTA	8	-4,5%	-1,5%	5	-11,9%	-2,1%	97,3%	-0,3%	-0,7%	-1,5%
COCEL	12	-6,7%	-1,2%	8	-9,7%	-1,6%	99,1%	-2,2%	-2,0%	-1,5%
ENF	9	-9,6%	-1,5%	8	-5,7%	-1,6%	98,1%	-1,1%	-1,3%	-1,5%
SULGIPE	12	-32,0%	-1,3%	9	-32,5%	-1,5%	99,9%	-3,0%	-2,0%	-1,5%
EMG	10	-3,4%	-1,0%	8	-15,8%	-1,6%	98,3%	-1,4%	-1,5%	-1,3%
EEB	14	-7,4%	-0,5%	11	-9,6%	-1,3%	99,5%	-2,6%	-2,0%	-1,1%
UHENPAL	13	-34,2%	-1,2%	12	0,9%	-0,1%	99,4%	-2,4%	-2,0%	-1,0%
ELEKTRO	9	-13,6%	-1,5%	5	-6,4%	-2,1%	95,4%	1,7%	1,7%	-1,0%
EBO	10	-1,0%	-0,6%	7	-5,2%	-1,7%	97,5%	-0,5%	-0,9%	-1,0%
CPFL LESTE PAULISTA	8	-8,2%	-1,6%	7	-3,4%	-1,5%	95,9%	1,1%	1,3%	-1,0%
BANDEIRANTE	9	-14,2%	-1,5%	6	-8,6%	-1,9%	94,3%	2,8%	2,0%	-0,9%
CPFL SUL PAULISTA	10	-16,7%	-1,4%	7	-25,4%	-1,7%	86,8%	10,5%	2,0%	-0,8%
IENERGIA	16	-56,0%	-0,5%	24	-31,1%	-0,5%	99,0%	-2,1%	-2,0%	-0,8%
ESE	15	-6,7%	-1,0%	10	-20,0%	-1,4%	96,9%	0,2%	0,6%	-0,8%
ENERSUL	12	-7,1%	-1,3%	8	-6,7%	-1,6%	93,3%	3,8%	2,0%	-0,7%
CEB-DIS	18	-12,1%	-0,5%	16	-12,6%	-0,5%	97,8%	-0,9%	-1,1%	-0,6%
CELESC-DIS	16	-6,1%	-0,9%	11	-10,0%	-1,3%	96,1%	0,9%	1,2%	-0,6%
COSERN	14	-5,2%	-0,8%	9	9,5%	0,8%	99,5%	-2,5%	-2,0%	-0,6%
CELPA	50	-28,1%	-0,5%	38	-25,6%	-0,5%	97,5%	-0,5%	-0,9%	-0,6%
CEMIG-D	13	-15,3%	-0,5%	7	-11,2%	-1,7%	96,2%	0,8%	1,1%	-0,6%
ESCELSA	10	-2,1%	-0,8%	6	-9,3%	-1,9%	91,5%	5,7%	2,0%	-0,6%
AME	50	-12,9%	-1,0%	40	-23,3%	-1,0%	88,6%	8,7%	2,0%	-0,4%
EFLJC	3	15,6%	0,5%	2	-52,3%	-3,0%	93,9%	3,2%	2,0%	-0,3%
CEMAT	31	-10,8%	-0,5%	24	-3,1%	0,5%	97,4%	-0,5%	-0,8%	-0,3%
CEMAR	19	-12,9%	-1,1%	11	-0,3%	-0,4%	94,9%	2,2%	2,0%	-0,2%
COOPERALIANÇA	6	1,3%	0,1%	4	-6,2%	-2,3%	93,9%	3,2%	2,0%	-0,2%
CFLO	6	12,6%	0,7%	6	4,7%	-0,3%	99,9%	-3,0%	-2,0%	-0,1%
CEPISA	30	-12,8%	-0,5%	24	-10,5%	-0,5%	95,7%	1,3%	1,5%	-0,1%
BOA VISTA	14	7,0%	0,9%	22	-9,1%	-1,0%	97,7%	-0,7%	-1,0%	-0,1%
EPB	21	10,6%	1,0%	11	-3,6%	-0,9%	98,3%	-1,3%	-1,5%	-0,1%
CELTINS	39	0,8%	1,3%	18	-23,5%	-1,1%	98,5%	-1,5%	-1,6%	0,0%
COPEL-DIS	12	13,5%	0,9%	9	2,9%	-0,1%	99,5%	-2,6%	-2,0%	0,0%
AES SUL	15	-0,2%	0,7%	8	-12,2%	-1,6%	96,6%	0,4%	0,8%	0,0%
MUXENERGIA	6	105,6%	0,7%	5	54,1%	0,6%	99,9%	-2,9%	-2,0%	0,1%
CAIUÁ-D	9	15,3%	0,8%	9	18,7%	0,8%	99,5%	-2,5%	-2,0%	0,3%
DEMEI	15	12,7%	1,9%	13	-20,7%	-1,2%	98,3%	-1,3%	-1,5%	0,3%
COELBA	23	12,7%	2,0%	9	-0,2%	-0,6%	98,5%	-1,5%	-1,6%	0,5%
CNEE	9	17,6%	0,8%	12	22,8%	1,8%	99,8%	-2,9%	-2,0%	0,6%

EMPRESA	Faixa DEC em 2013 [Horas]	Variação Anual DEC (%)	Q_DEC [%]	Faixa FEC em 2013 [Interrup]	Variação Anual FEC (%)	Q_FEC [%]	QUALCOM [%]	Variação Padrão (%)	Q_QUALCOM [%]	Q [%]
Pesos			50%			30%			20%	
CPFL PIRATININGA	8	31,9%	0,8%	5	8,3%	0,1%	96,2%	0,8%	1,1%	0,7%
DMED	4	19,0%	0,6%	4	13,8%	0,6%	95,9%	1,1%	1,3%	0,7%
AMPLA	21	14,3%	2,0%	10	5,8%	0,4%	98,9%	-1,9%	-1,9%	0,7%
LIGHT	19	1,4%	1,1%	9	-1,0%	0,2%	96,8%	0,2%	0,7%	0,7%
CPFL JAGUARI	6	32,1%	0,7%	6	17,5%	0,7%	96,5%	0,6%	0,9%	0,7%
CPFL SANTA CRUZ	7	32,3%	0,8%	7	17,2%	0,8%	96,6%	0,4%	0,8%	0,8%
COELCE	10	13,3%	0,9%	6	10,8%	0,7%	91,0%	6,2%	2,0%	1,0%
CEAL	31	17,1%	2,0%	17	-19,9%	-0,5%	96,3%	0,8%	1,1%	1,1%
CELPE	23	14,1%	2,0%	9	3,1%	-0,1%	96,2%	0,9%	1,1%	1,2%
CHESP	28	68,8%	2,0%	37	16,1%	2,0%	99,9%	-3,0%	-2,0%	1,2%
CEEE-D	24	19,6%	2,0%	16	21,5%	1,9%	98,7%	-1,8%	-1,8%	1,2%
CERR	50	17,3%	1,0%	50	58,7%	1,0%	93,9%	3,2%	2,0%	1,2%
ELETROACRE	50	9,2%	2,0%	48	-14,1%	-0,5%	95,1%	1,9%	2,0%	1,2%
RGE	18	21,1%	1,9%	10	3,3%	0,1%	95,6%	1,5%	1,6%	1,3%
CEA	50	6,3%	2,0%	50	-3,5%	0,6%	95,5%	1,5%	1,6%	1,5%
ELETROCAR	26	62,6%	2,0%	20	20,8%	2,0%	96,1%	1,0%	1,2%	1,8%
CELG-D	41	12,1%	2,0%	27	8,4%	2,0%	86,8%	10,5%	2,0%	2,0%
CERON	39	23,8%	2,0%	33	24,6%	2,0%	91,2%	5,9%	2,0%	2,0%

Observa-se que, em 2013, menos da metade das empresas seriam penalizadas por descumprimento dos padrões (técnicos e/ou comerciais) ou pela degradação dos indicadores técnicos. Adicionalmente, nota-se que o percentual máximo de incentivo (-2,3) ultrapassa o percentual máximo de penalidades (2,0). Nesse sentido, a metodologia proposta traz um sinal regulatório claro que motiva as distribuidoras de energia a cumprir os padrões estabelecidos.

Adicionalmente, esta metodologia permitiria às empresas o gerenciamento em longo prazo dos investimentos para melhoria da qualidade, já que seria possível correlacionar os ganhos de incentivos com a priorização de obras através de análise de custo/benefício. Para o órgão regulador, o resultado dos incentivos e penalidades (Q) pode ser utilizado para o ranking de desempenho entre as distribuidoras, o que dará à sociedade a percepção das distribuidoras com melhor desempenho operacional do setor elétrico (técnico e comercial).

A Figura 7-31 apresenta o comparativo entre a proposta e a metodologia da ANEEL descrita no PRORET. Neste comparativo é interessante ressaltar os casos das empresas BOA VISTA o COCEL que, embora tenham cumprido os padrões regulatórios estabelecidos pela ANEEL para todos os indicadores, resultaria em penalizações pela metodologia do PRORET, enquanto que o modelo proposto apresenta incentivos, justamente por melhorar/manter a qualidade em relação aos padrões estabelecidos para essas empresas.

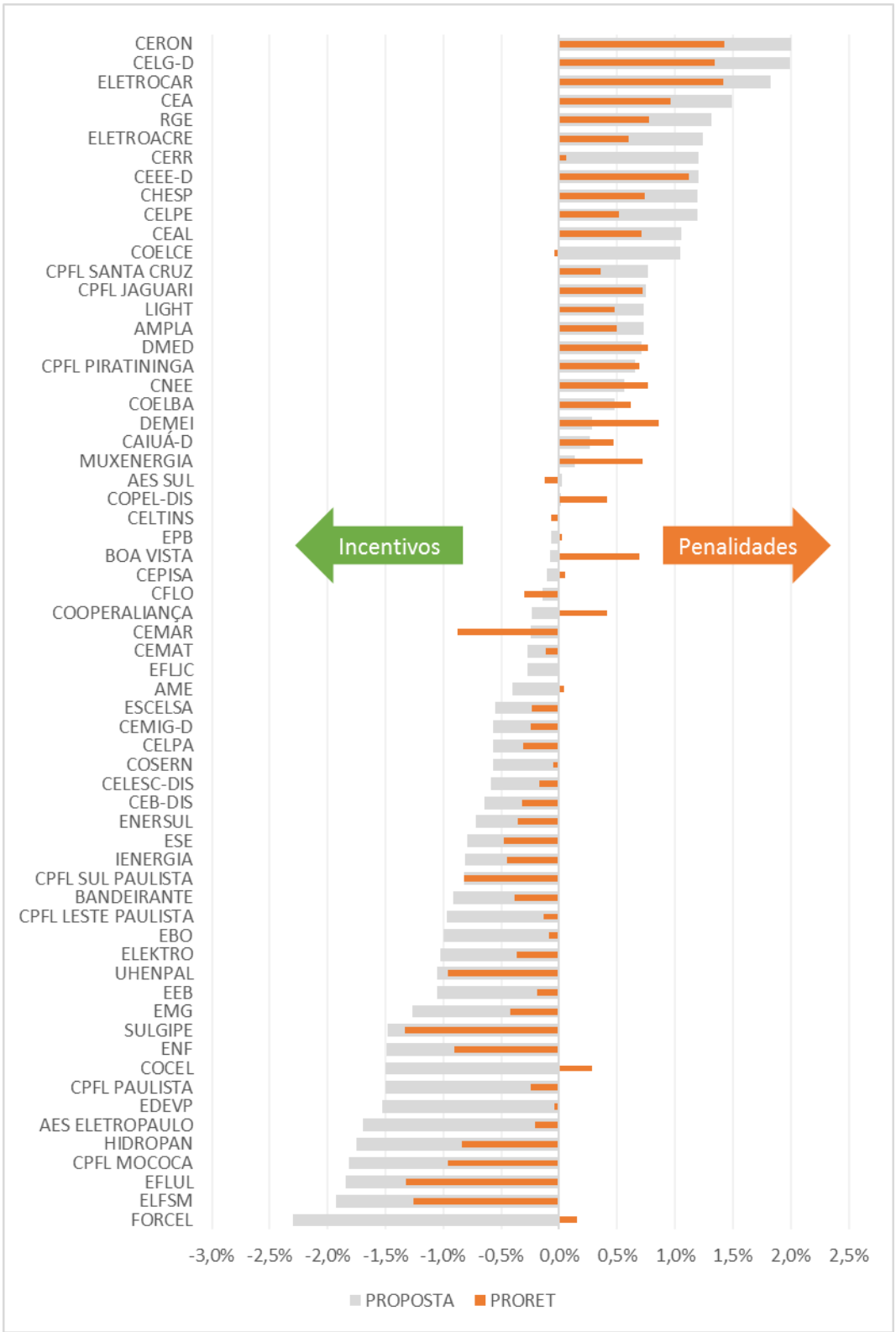


Figura 7-31. Comparativo de incentivos/penalidades do PRORET vs. Proposta.

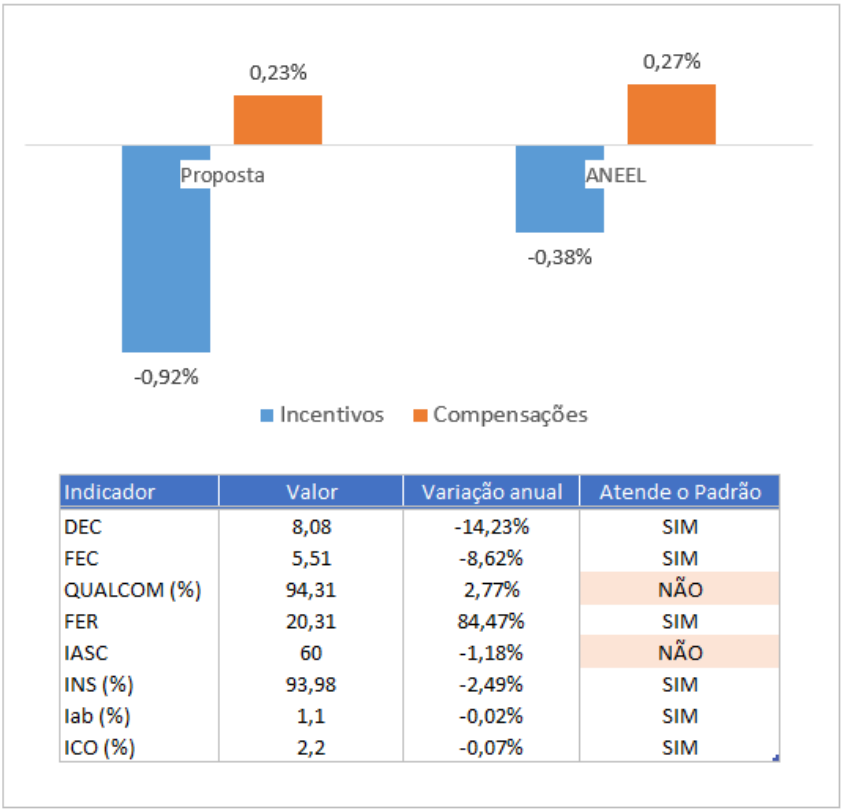
7.6 Metodologia de Compensações vs. Incentivos e Penalidades

Tendo em vista que as propostas aqui apresentadas visam mudar o sinal regulatório da regulamentação vigente, no que se refere aos incentivos de melhoria da qualidade, é pertinente uma análise comparativa entre as metodologias de compensações e incentivos/penalidades da proposta vs. as metodologias do PRODIST/PRORET da ANEEL.

No caso da metodologia da ANEEL, o sinal regulatório para a melhoria da qualidade está direcionado ao pagamento de compensações pela ultrapassagem dos indicadores individuais dos clientes, sem um relacionamento direto com os incentivos/penalidades da qualidade coletiva, os quais dependem do ranking de classificação das distribuidoras. Neste cenário é muito difícil administrar, a longo prazo, os incentivos provenientes do fator Xq, pois o ranking é um fator que não é gerenciável pelas distribuidoras e, portanto, cerceia qualquer possibilidade de gerenciamento do investimento.

Na proposta de melhoria do arcabouço regulatório considerou-se imprescindível a consistência global da receita requerida (Parcela B) ante as metas exigidas para melhoria da qualidade técnica e comercial, tanto de forma coletiva quanto de forma individual. Neste caso, o sinal regulatório para melhoria da qualidade está principalmente focado nos incentivos/penalidades decorrentes do cumprimento dos padrões estabelecidos para os indicadores coletivos (bem comum). Isto, atrelado a limites únicos por nível de tensão e localização dentro da mesma área de concessão, garante que a compensação seja realizada para os clientes que realmente tiveram uma péssima qualidade do serviço.

Para evidenciar aos fatos acima citados, a Figura 7-32 apresenta o comparativo das metodologias propostas vs. as metodologias da ANEEL de incentivos/penalidade vs. compensações, em termos da parcela B da empresa “G”, no ano de 2013.



Indicador	Valor	Variação anual	Atende o Padrão
DEC	8,08	-14,23%	SIM
FEC	5,51	-8,62%	SIM
QUALCOM (%)	94,31	2,77%	NÃO
FER	20,31	84,47%	SIM
IASC	60	-1,18%	NÃO
INS (%)	93,98	-2,49%	SIM
Iab (%)	1,1	-0,02%	SIM
ICO (%)	2,2	-0,07%	SIM

Figura 7-32. Comparativo de incentivos/penalidades vs. Compensações - ANEEL vs. Proposta.

Na figura acima, observa-se que, embora a metodologia de incentivos/penalidades da ANEEL considere os indicadores DEC, FEC, FER, IASC, INS, Iab, ICO e que os padrões de 6 deles tenham sido cumpridos, o incentivo geral da empresa G foi de -0,38%. Chama a atenção que mesmo com uma significativa variação anual de melhoria nos indicadores DEC e FEC (maior representatividade dentre os indicadores), o incentivo ficou muito baixo se considerarmos o montante de compensações calculado (0,27%). No balanço final da metodologia da ANEEL, a empresa teve um ganho real de -0,11%.

Já na proposta, a qual utiliza os indicadores DEC, FEC e QUALCOM, a variação de melhoria dos indicadores técnicos é recompensada. Desta forma, o ganho real desta empresa, que cumpre a maioria dos seus padrões regulatórios, ficaria em -0,69% dos custos gerenciáveis, garantindo um verdadeiro incentivo para a melhoria da qualidade técnica e comercial. Adicionalmente, conforme mencionado, esta metodologia permitiria uma gestão dos ganhos a longo prazo, viabilizando a gestão de priorização de obras com foco na melhoria da qualidade, em função do fator Xq.

8 Conclusões

8.1 Da Revisão Internacional

- Indicadores de Continuidade do Serviço: Na grande maioria de países pesquisados existe uma preocupação pelo prejuízo que a duração e a frequência das interrupções gera nas atividades diárias à sociedade, seja em forma individual ou em forma coletiva. Um indicador que não é apurado no Brasil de modo sistemático, mas que é relevante em termos internacionais é a END.

- Padrões Mínimos de Continuidade: São diferenciados para os clientes e para agrupamentos ou por necessidade (Qualidade Premium). Os padrões de usuário são conhecidos como limites, onde a ultrapassagem dos mesmos pode gerar compensações para os clientes afetados. Os padrões do sistema são particularmente usados nas políticas de incentivos/penalidades em forma de metas. O atendimento ou descumprimento das metas geram ganhos ou oneram as distribuidoras de energia através das tarifas pagas pelos consumidores em políticas de incentivo e penalidades.

- Expurgo de interrupções: Internacionalmente, eventos de força maior são desconsiderados no cálculo dos indicadores. Essas situações podem ser comparadas com o dia crítico e as interrupções em situação de emergência da regulação nacional. No entanto, internacionalmente a tendência é verificar o desempenho de toda a distribuidora nessas ocasiões, através de metodologias estatísticas, de modo a averiguar a capacidade de mobilização em essas situações extremas.

- Políticas de Compensações: Tem como princípio básico o ressarcimento do prejuízo que as interrupções de longa duração trazem aos clientes. As compensações podem ser

geradas pela ultrapassagem de limites estabelecidos por ocorrência ou por período de apuração, classificados às vezes por localização (urbana, suburbana e rural ou zonas) e/ou por nível de tensão (BT, MT e AT). O valor da compensação pode ser fixo ou dependente de critérios como potência instalada, ou consumo de energia.

- Políticas de Incentivos e Penalidades: Incentivam ou Penalizam às empresas distribuidoras através de uma percentagem positiva ou negativa na tarifa de energia paga pelos consumidores. Esse instrumento regulatório precisa de uma adequada definição do Nível de Qualidade Ótima (NOQ), determinado através de pesquisas de disposição a pagar pela melhoria da qualidade ou custos do consumidor advindos das interrupções de energia. Também, a política de incentivos/penalidades deve especificar um relacionamento funcional entre as receitas e o desempenho da distribuidora. Esses relacionamentos geralmente requerem a definição de uma taxa de incentivos (valor monetário por unidade de mudança na qualidade).

- Compartilhamento de responsabilidades: Internacionalmente identifica-se um compartilhamento de responsabilidades, onde os impactos das interrupções originadas na rede de transmissão são de responsabilidade das transmissoras em termos de compensação aos clientes afetados. Tal prática não é identificada na regulação nacional, pois tais eventos não são expurgados do cálculo dos indicadores de desempenho coletivo das distribuidoras conforme descrito no módulo 8 do PRODIST [2]. Consequentemente, esses eventos, cuja mitigação está fora do controle das distribuidoras, acabam onerando as mesmas no pagamento de compensações e na política de incentivos/penalidades.

8.2 Da Proposta de Definição dos Limites Individuais e a Metodologia de Compensações

- Na definição dos limites, a proposta fixa padrões de acordo com o desempenho de cada empresa, classificando-os por nível de tensão e localização, para garantir um equilíbrio entre a qualidade oferecida e a tarifa paga pelos clientes que se encontram na mesma

área de concessão. A fixação dos limites em função da análise da linearidade dos percentis é coerente com a equação linear das compensações. A proposta visa ressarcir até 3% dos clientes com o pior atendimento, somente nos períodos mensais e anuais, tornando a metodologia de compensações mais simples e transparente para os usuários finais, principalmente, em relação aos abatimentos dos valores já creditados.

- A metodologia de compensações traz um maior equilíbrio entre os montantes pagos pelas concessionárias e o ressarcimento para os clientes com má qualidade do serviço, uma vez que a compensação é calculada para todo o tempo de desligamento, e não somente para o período da violação (metodologia atual), diminuindo a pulverização das compensações da metodologia do PRODIST. Em termos quantitativos, os resultados mostraram aumentos de mais de 100% nos valores compensados em detrimento da quantidade de clientes compensados.

8.3 Da Proposta para o Modelo de Incentivos/Penalidades

- Este trabalho apresentou uma metodologia para definição de valores de incentivo e penalidades para as distribuidoras de energia baseada tanto na qualidade oferecida aos consumidores quanto nos indicadores definidos pelo regulador. Utilizou-se para isso uma abordagem multicritério (Qualidade Técnica e Qualidade Comercial)

- No âmbito técnico: comparação dos indicadores apurados da distribuidora com suas respectivas metas, estabelecendo-se uma curva distinta para a definição do incentivo para cada distribuidora, visando a tratar de forma equilibrada os diferentes patamares de qualidade em que elas se situam, bem como os diferentes graus de esforços (investimentos) para a obtenção da melhoria contínua.

- No âmbito comercial: comparação dos indicadores apurados da distribuidora com suas respectivas metas, considerando-se a diferença entre o padrão estabelecido e o indicador apurado do ano analisado.

- A metodologia ora apresentada traz significativos avanços, uma vez que melhor correlaciona os resultados apurados frente aos padrões estabelecidos pelo regulador, traduzindo com maior fidedignidade os esforços/relaxamentos das distribuidoras para melhoria/piora dos indicadores e, por consequência, a definição de incentivos justos e condizentes com o atual estágio de qualidade das mesmas.

8.4 Trabalhos Futuros

- No tocante à política de compensações, este trabalho propõe limites individuais únicos por nível de tensão e localização, de tal forma que os clientes que pagam a mesma tarifa, tenham os mesmos limites de qualidade do serviço. No entanto, a estrutura tarifária do Brasil também tem diferentes tarifas associadas ao mesmo nível de tensão (por exemplo: AS, A4, A3a em média tensão). Assim, sugere-se um estudo para fixar tarifas em função de padrões técnicos de atendimento, a fim de garantir uma sintonia entre o valor pago pelo serviço de distribuição de energia elétrica e a compensação recebida pela má qualidade do serviço. Nesta linha, poderiam ser fixadas tarifas diferenciadas para redes de distribuição aérea convencional, aérea compacta, aérea isolada e subterrânea para localizações urbanas e rurais. A aplicação da metodologia de compensações proposta neste trabalho dependeria do estabelecimento de limites individuais atrelados às novas tarifas e, consequentemente, uma análise dos coeficientes de majoração "keis".

- Sabendo que a definição de uma política adequada de incentivos/penalidades não é uma tarefa simples, sugere-se complementar a metodologia proposta neste trabalho com um modelo econômico para fixar as taxas de incentivos e penalidades (máximas e mínimas) das curvas exponenciais, de acordo com a realidade brasileira. Neste estudo, poderiam ser analisados os custos de obras de melhoria vs. impacto nos indicadores de empresas em diferentes estágios de qualidade.

8.5 Artigos e Apresentações

Os resultados obtidos neste trabalho foram apresentados nos seguintes eventos:

Jenny González; C. M. V. Tahan. Metodologia de Incentivos e Penalidades para Distribuidoras de Energia Elétrica em Diferentes Níveis de Qualidade do Serviço. Innovative Smart Grid Technologies Conference Latinamerica – ISGT-LA, 2015. IEEE/PES.

ANEEL – Audiência Pública 023/2014, Segunda Fase – Metodologia de Cálculo do Fator X. Resultados na Nota Técnica no 67/2015-SRM/SGT/SRD/ANEEL, P. 85, "No caso do modelo proposto pela AES, trata-se de uma "revolução" no procedimento, que exige discussão mais aprofundada, só possível mediante nova Audiência Pública".

9 Referências Bibliográficas

[1] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: http://www.aneel.gov.br. Acesso em: agosto 2016.

[2] ANEEL – PRODIST – Procedimentos de Distribuição. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/prodist. Acesso em: agosto 2016.

[3] CENELEC – EN 50160: Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks, Brussels, 2007.

[4] ETO, J. H.; LACOMMARE, K. H. Tracking the Reliability of the U.S. Electric Power System: An Assessment of Publicly Available Information Reported to State Public Utility Commissions. 2008. LBNL-1092E.

[5] IEEE – Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Std 1366 – 2003. ISBN: 0738138894.

[6] CEER – 5th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2011. Disponível em: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab/CEER_Benchmarking_Report.pdf. Acesso em: agosto 2016.

[7] González Pérez, Jenny Paola. Propostas de procedimentos para estabelecimento de metas de qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Dissertação de Mestrado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2012.

[8] CEER – Benchmarking Report 5.2 on Quality of Electricity Supply. February 2015. Disponível em: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab4/C14-EQS-62-03_BMR-5-2_Continuity%20of%20Supply_20150127.pdf. Acesso em: agosto de 2016.

[9] ERSE – DESPACHO N.º 2410-A/2003. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1003/res558D92ABAEB641DDAB56A853D4509D0D.pdf. Acesso em: agosto de 2016.

[10] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de Portugal. Estrutura Tarifaria 2012. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasdeanosanteriores/tarifas2012/Documents/Estrutura%20Tarif%C3%A1ria%20SE%202012%20(FINAL-Dez2011).pdf. Acesso em: agosto de 2016.

[11] EDP Portugal – EDP Distribuição em Números. Disponível em: http://www.edpdistribuicao.pt/pt/edpDistribuicao/indicadoresGestao/Pages/edpDistribuicaoNumeros.aspx. Acesso em: agosto de 2016.

[12] ANEEL – Nota técnica No. 0102/2014 SRD-ANEEL. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/029/resultado/nota_tecnica_0102_2014_srd.pdf. Acesso em: agosto de 2016.

[13] FUMAGALLI, E.; SCHIAVO, L.; DELESTRE, F. Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail. 2007. ed. New York: Springer, 2007. 166 p. ISBN 978-3540734420.

[14] OFGEM – The Electricity (Standards of Performance) Regulations 2010. Disponível em: http://www.legislation.gov.uk/uksi/2010/698/contents/made. Acesso em: agosto de 2016.

[15] Guaranteed Standards of Performance for Metered Demand Customers of Electricity Distribution Companies in England, Wales & Scotland. January 2013. Disponível em: https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/about-us/documents/UKPN-DNO-NOR-Jan-2013-final-UKPN-branded.pdf. Acesso em: agosto de 2016.

[16] ENEDIS – Contrat d'accès au Réseau Public de Distribution pour une installation de consommation raccordée en HTA Conditions générales. 2009. Disponível em: http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-FOR-CF_09E.pdf . Acesso em: agosto de 2016.

[17] CRE – Comission de Régulation de L'Énergie. Qualité de l'électricité. Disponível em: http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/qualite-de-l-electricite#section4_2. Acesso em: agosto de 2016.

[18] DTE – Dienst uitvoering en toezicht Energie. Netcode. 2004. Disponível em: http://www.stabu.org/bestanden/wet-et/Netcode.pdf. Acesso em: agosto de 2016.

[19] ENEXIS – Energie in Goede Baden. Disponível em: https://www.enexis.nl/consument/storingen-en-onderhoud/storingen/vergoedingen. Acesso em: agosto de 2016.

[20] España. Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007.

[21] ERSE – Regulamento de Qualidade do Serviço. 2006. http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/qualidadedeservico/Documents/RQS-Elect-PT-Mar2006.pdf. Acesso em: agosto de 2016.

[22] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/qualidadedeservicotecnica/Paginas/default.aspx. Acesso em: agosto de 2016.

[23] ERSE - Relatório de Qualidade do Serviço. 2011. http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/relatoriodaqualidadedeservico

/Documents/Relat%C3%B3rio%20QS%202011%20ERSE%20SE.pdf. Acesso em: agosto de 2016.

[24] Agência de Energia (STEM), "The Electricity Certificate System 2011".

[25] G. Persson, M. Sahlin, 2005, "Leveranssäkra elnät", Governo Sueco, Disponível em http://www.regeringen.se/content/1/c6/05/13/45/a13a3cfb.pdf.

[26] M. B-O Larsson, 2005, "The Network Performance Assessment Model", Tese de Licenciatura, KTH, Estocolmo, Suécia. TRITA-ICS-0501.

[27] ENRE – Informe Anual 2010. http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/InformeENRE2010.pdf/$FILE/InformeENRE2010.pdf. Acesso em: agosto de 2016.

[28] ENRE – Resolución ENRE 0527/1996. Normativa. http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/e6fbc292d8aba6ac0325705100522a9e/e149276336e9f2b3862563a9006107fa?OpenDocument. Acesso em: agosto de 2016.

[29] ENRE – Modelo De Contrato De Concesión Municipal De Distribución. Subanexo D. Normas De Calidad De Servicio Público Y Sanciones. http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/042563ae0068864b04256385005ad0be/53c682676e85096503256e4400487551/$FILE/Subanexo%20I%20D.pdf. Acesso em: agosto de 2016.

[30] ANEEL – PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária – Submódulo 5. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015660_Proret_Submod_2_5_V2.pdf. Acesso em: agosto de 2016.

[31] ANEEL – Audiência 023/2014. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaDetalhe.cfm?attAnoAud=2014&attIdeFasAud=938&id_area=13&attAnoFasAud=2015. Acesso em: agosto de 2016.

[32] ANEEL – Nota técnica No. 092/2009 SRD-ANEEL. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2009/033/documento/nota_tecnica_0092_renato_eduardo.pdf. Acesso em: agosto de 2016.

[33] Consumer Focus. Guaranteed Standards of electricity distribution 2009/2010. Disponível em: http://www.consumerfocus.org.uk/files/2011/12/Guaranteed-Standards-of-electricity-distribution.pdf. Acesso em: agosto de 2016.

[34] Consumer Focus. Guaranteed Standards of electricity distribution 2010/2011. Disponível em: http://www.consumerfocus.org.uk/files/2012/10/Report-on-the-Guaranteed-Standards-of-Performance-for-Electricity-Distribution-2010-11.pdf. Acesso em: agosto de 2016.

[35] EDP Distribuição. Relatórios de Qualidade de Serviço. Disponíveis em: http://www.edpdistribuicao.pt/pt/autarquia/qualidade/documentacao/Pages/relatoriosdeQualidadedeServico.aspx. Acesso em: agosto de 2016.

[36] ANEEL – Resolução Normativa 414 de 2010. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf. Acessado em: agosto de 2016.

[37] ANEEL – Ranking de Continuidade do Serviço. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/ranking-da-continuidade?inheritRedirect=true. Acesso em: agosto de 2016.

ANEXO A. Histogramas de Frequência Acumulada

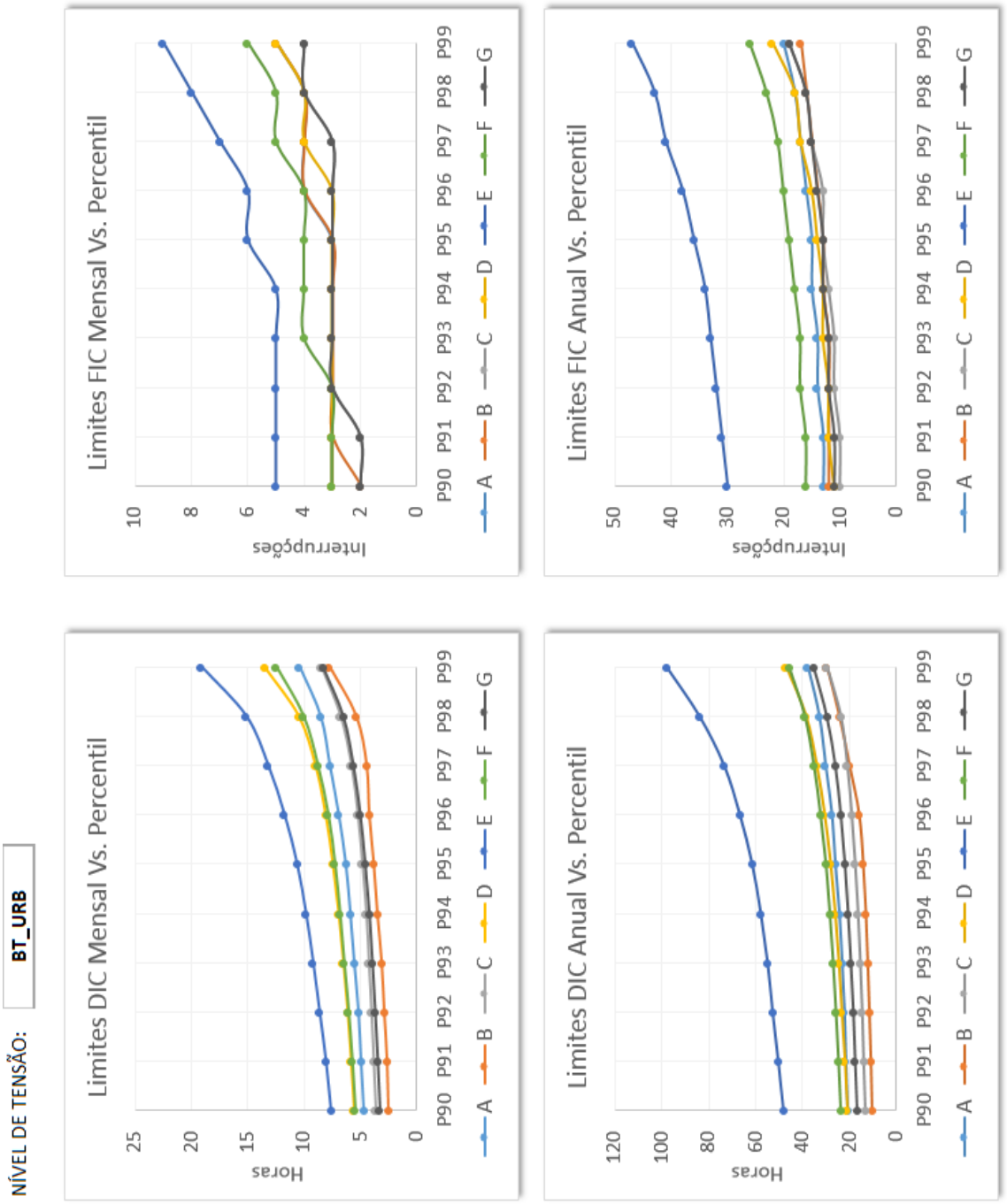


Figura A-1. Histogramas de frequência acumulada dos indicadores individuais de baixa tensão urbana.

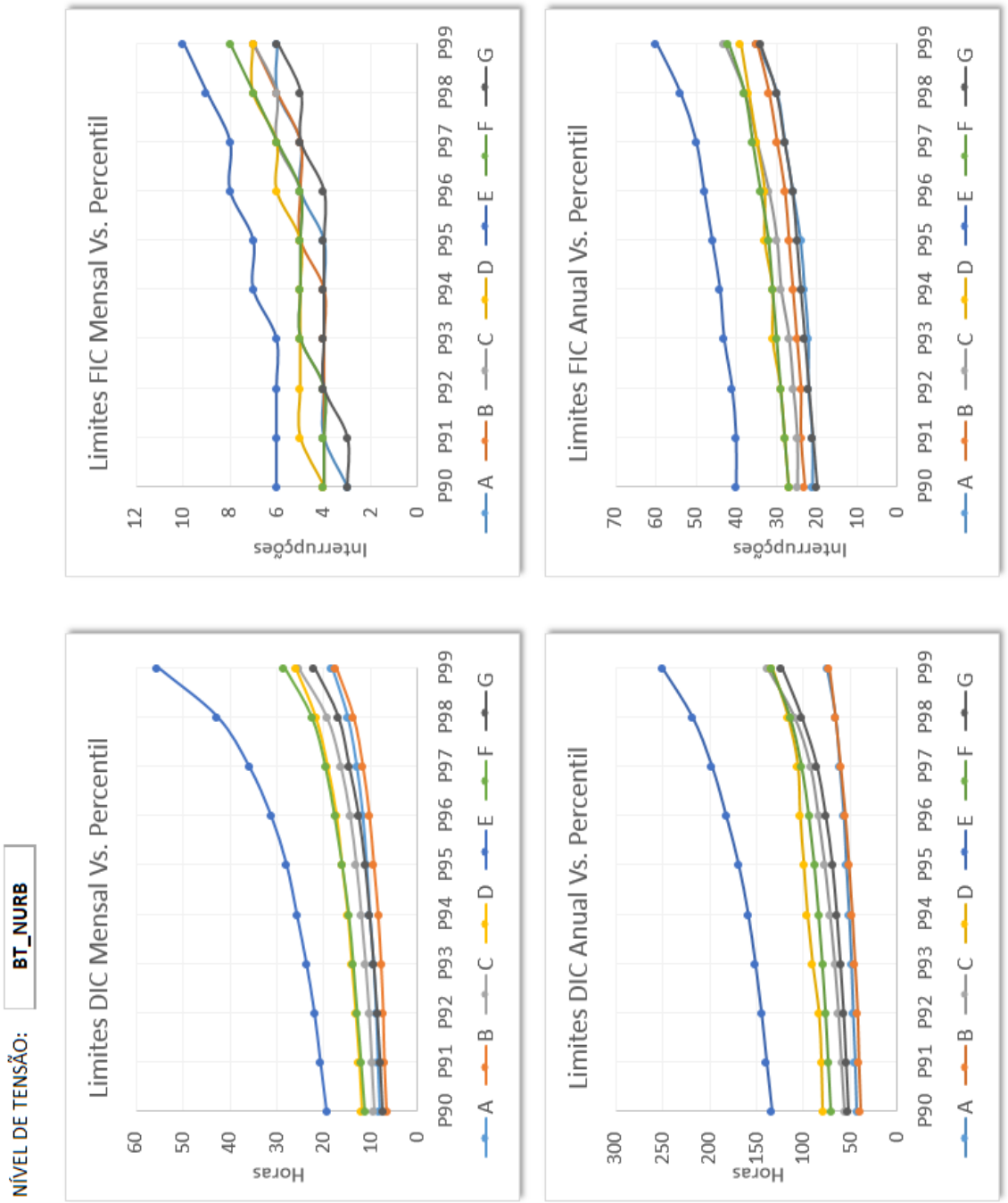


Figura A-2. Histogramas de frequência acumulada dos indicadores individuais de baixa tensão não urbana.

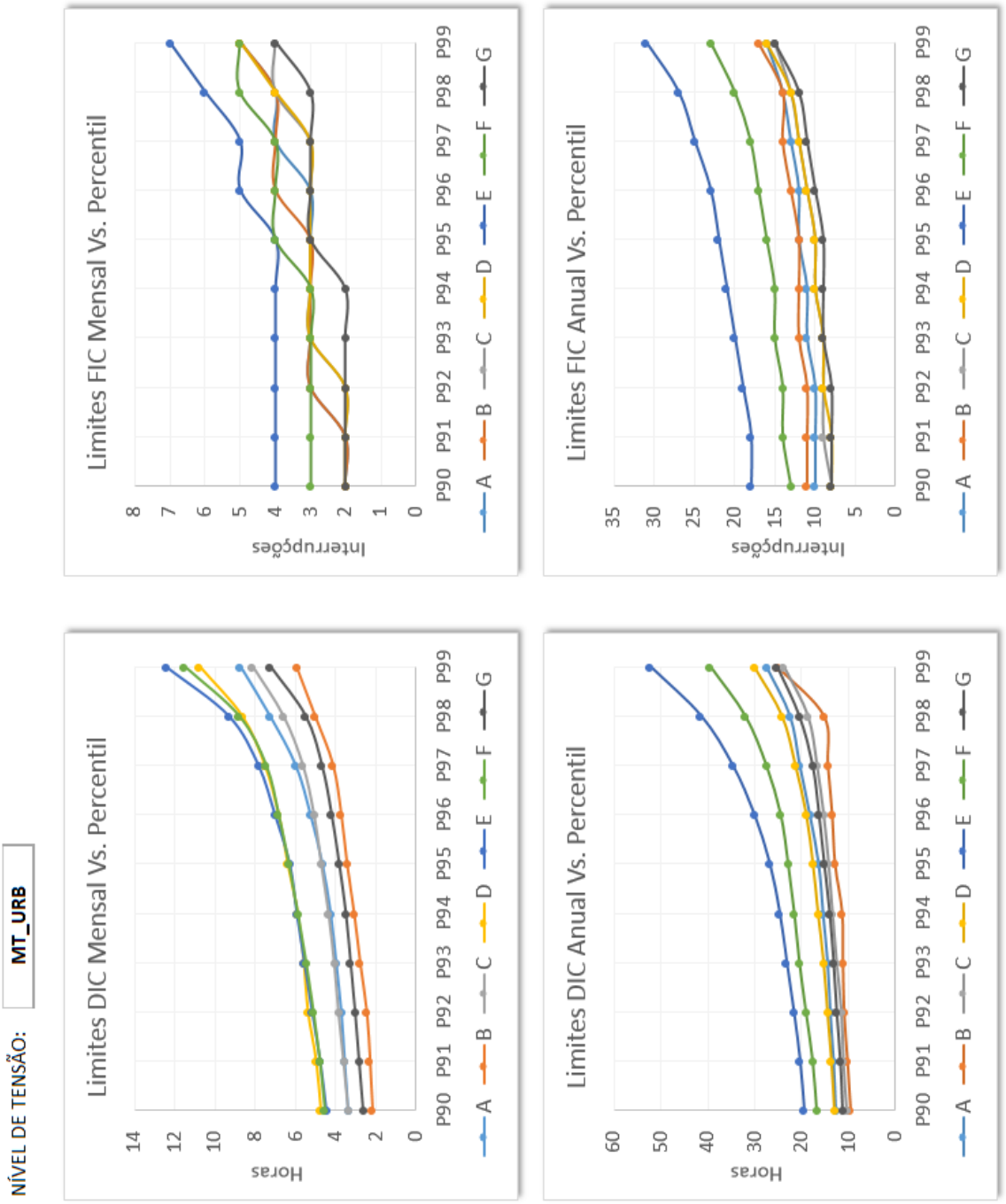


Figura A-3. Histogramas de frequência acumulada dos indicadores individuais de média tensão urbana.

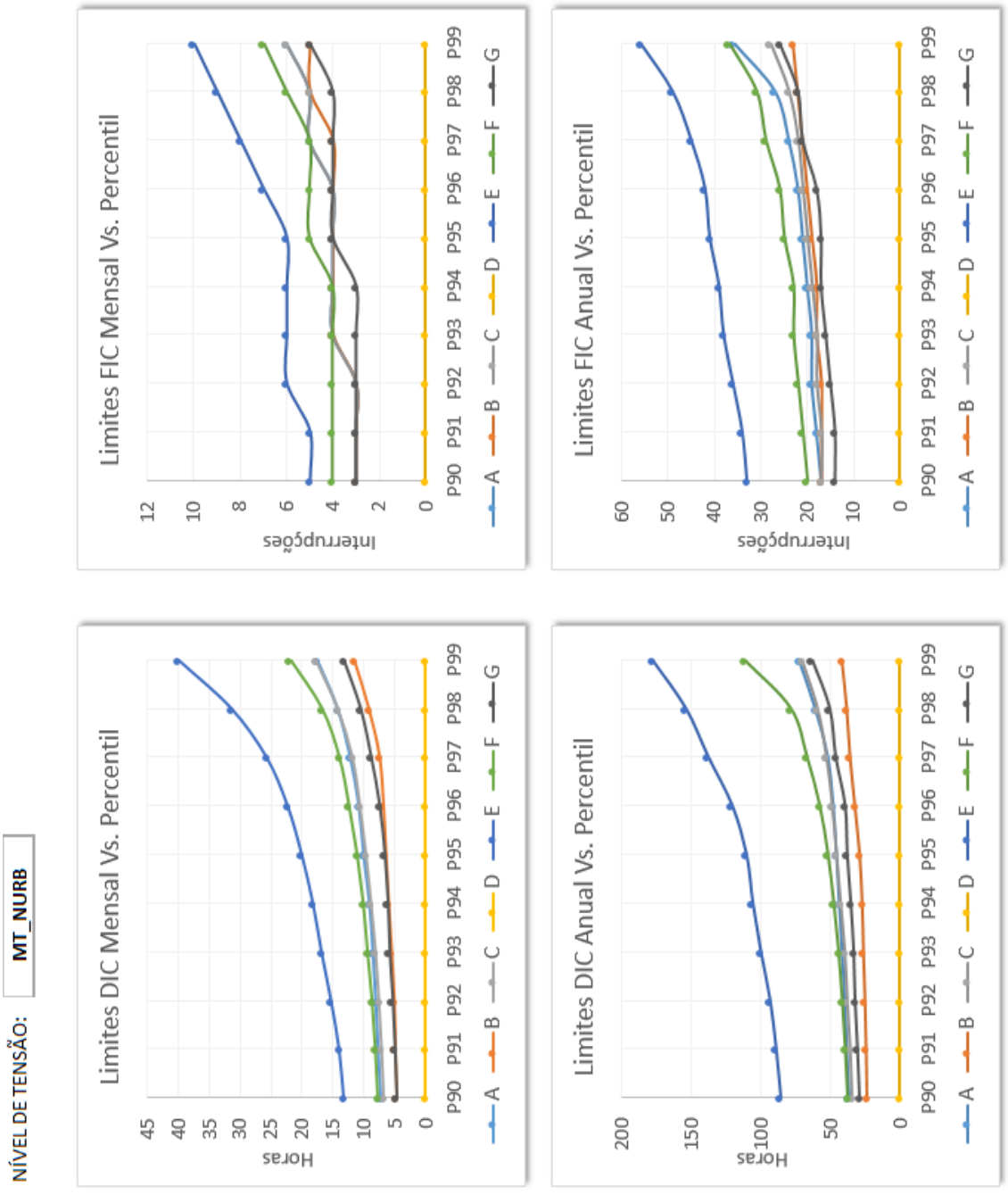


Figura A-4. Histogramas de frequência acumulada dos indicadores individuais de média tensão não urbana.

ANEXO B. Percentil Limite e Limites dos Indicadores

Tabela B-1. Definição do percentil limite – Dados mensais.

PERCENTIS DIC MENSAL - BT_URB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90							
P91	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
P92	1,00	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
P93	0,99	0,98	1,00	0,99	1,00	0,99	1,00
P94	0,99	0,96	1,00	0,99	1,00	0,99	1,00
P95	0,99	0,97	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
P96	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,98
P97	0,96	0,98	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
P98	0,95	0,95	0,92	0,92	0,94	0,93	0,93
P99	0,90	0,81	0,85	0,84	0,87	0,87	0,86
PERCENTIS DIC MENSAL - BT_NURB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90							
P91	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
P92	1,00	0,97	1,00	0,99	1,00	1,00	0,99
P93	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	0,99
P94	0,97	0,98	0,98	0,99	0,99	1,00	0,99
P95	0,97	0,96	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99
P96	0,98	0,95	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98
P97	0,96	0,94	0,95	0,97	0,95	0,97	0,95
P98	0,93	0,91	0,92	0,95	0,92	0,95	0,93
P99	0,88	0,86	0,84	0,90	0,85	0,88	0,87
PERCENTIS DIC MENSAL - MT_URB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90							
P91	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
P92	1,00	0,99	1,00	0,97	0,99	0,99	1,00
P93	0,99	0,95	1,00	0,98	1,00	0,99	1,00
P94	0,99	0,96	1,00	0,99	1,00	0,99	1,00
P95	0,97	0,97	0,99	0,99	1,00	0,99	0,99
P96	0,95	0,98	0,99	0,98	0,98	0,99	0,98
P97	0,93	0,98	0,98	0,97	0,97	0,98	0,97
P98	0,89	0,95	0,93	0,94	0,93	0,94	0,94
P99	0,87	0,92	0,88	0,87	0,83	0,84	0,85
PERCENTIS DIC MENSAL - MT_NURB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90							
P91	1,00	1,00	1,00		1,00	1,00	1,00
P92	1,00	1,00	1,00		0,98	0,99	1,00
P93	1,00	0,97	0,99		0,98	0,98	0,99
P94	0,99	0,96	0,98		0,99	0,99	0,99
P95	0,97	0,97	0,97		0,99	0,98	0,99
P96	0,97	0,98	0,97		0,98	0,97	0,97
P97	0,95	0,98	0,96		0,96	0,95	0,92
P98	0,92	0,90	0,92		0,92	0,92	0,89
P99	0,87	0,84	0,87		0,87	0,85	0,85

Tabela B-2. Definição do percentil limite – Dados anuais.

PERCENTIS DIC ANUAL - BT_URB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90							
P91	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
P92	1,00	0,99	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00
P93	0,98	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99
P94	0,98	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99	0,99
P95	0,96	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99
P96	0,97	0,96	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98
P97	0,95	0,86	0,96	0,96	0,95	0,96	0,96
P98	0,94	0,84	0,94	0,94	0,92	0,94	0,93
P99	0,91	0,84	0,87	0,89	0,89	0,90	0,89
PERCENTIS DIC ANUAL - BT_NURB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90							
P91	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
P92	1,00	0,99	1,00	0,97	1,00	1,00	1,00
P93	1,00	0,98	1,00	0,88	1,00	1,00	0,99
P94	0,99	0,98	0,99	0,93	1,00	0,99	0,99
P95	0,99	0,98	0,98	0,96	0,99	0,99	0,99
P96	0,99	0,97	0,98	0,97	0,97	0,98	0,97
P97	0,98	0,97	0,97	0,98	0,96	0,97	0,94
P98	0,97	0,96	0,92	0,97	0,95	0,94	0,90
P99	0,93	0,96	0,85	0,92	0,91	0,88	0,86
PERCENTIS DIC ANUAL - MT_URB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90							
P91	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
P92	0,99	1,00	0,98	0,99	0,99	0,98	0,98
P93	0,99	0,97	0,97	1,00	0,99	0,99	0,99
P94	0,98	0,92	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99
P95	0,98	0,92	0,99	0,99	0,98	1,00	0,98
P96	0,95	0,95	0,99	0,98	0,96	1,00	0,98
P97	0,93	0,96	0,98	0,96	0,93	0,97	0,98
P98	0,93	0,97	0,97	0,94	0,90	0,93	0,94
P99	0,88	0,67	0,87	0,87	0,85	0,87	0,87
PERCENTIS DIC ANUAL - MT_NURB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90							
P91	1,00	1,00	1,00		1,00	1,00	1,00
P92	1,00	0,99	0,99		1,00	1,00	0,99
P93	1,00	0,98	0,99		0,98	0,99	0,99
P94	1,00	0,99	0,98		0,98	0,98	0,99
P95	1,00	0,97	0,98		0,99	0,97	0,98
P96	0,99	0,90	0,98		0,98	0,96	0,99
P97	0,98	0,90	0,98		0,94	0,92	0,92
P98	0,90	0,92	0,95		0,92	0,90	0,92
P99	0,84	0,93	0,90		0,90	0,79	0,85

Tabela B-3. Limites mensais do DIC.

LIMITES DIC MENSAL - BT_URB							
PERCENTIL	**A**	**B**	**C**	**D**	**E**	**F**	**G**
P90	4,65	2,52	3,64	5,58	7,60	5,47	3,26
P91	4,89	2,63	3,84	5,85	8,05	5,74	3,46
P92	5,12	2,88	4,03	6,14	8,61	6,06	3,68
P93	5,50	3,10	4,26	6,52	9,18	6,46	3,93
P94	5,85	3,49	4,49	6,94	9,82	6,83	4,20
P95	6,26	3,81	4,83	7,46	10,62	7,27	4,57
P96	6,89	4,21	5,25	8,09	11,74	7,87	5,01
P97	7,69	4,44	5,82	8,99	13,19	8,80	5,61
P98	8,52	5,37	6,78	10,47	15,15	10,07	6,52
P99	10,40	7,74	8,49	13,51	19,14	12,48	8,31
LIMITES DIC MENSAL - BT_NURB							
PERCENTIL	**A**	**B**	**C**	**D**	**E**	**F**	**G**
P90	8,11	6,56	9,29	11,95	19,28	11,15	7,37
P91	8,47	7,03	9,83	12,49	20,59	11,93	7,87
P92	8,84	7,27	10,36	13,25	21,88	12,78	8,52
P93	9,40	7,72	11,12	14,11	23,59	13,61	9,25
P94	10,22	8,37	12,04	14,90	25,66	14,59	10,13
P95	10,90	9,28	13,07	16,16	27,83	16,00	11,11
P96	11,72	10,23	14,42	17,31	31,17	17,66	12,47
P97	13,01	11,64	16,38	19,20	35,90	19,63	14,54
P98	14,96	13,63	19,40	21,73	42,67	22,56	16,88
P99	18,30	17,38	25,50	26,01	55,43	28,42	22,05
LIMITES DIC MENSAL - MT_URB							
PERCENTIL	**A**	**B**	**C**	**D**	**E**	**F**	**G**
P90	3,35	2,18	3,35	4,75	4,46	4,53	2,62
P91	3,53	2,30	3,58	4,98	4,76	4,78	2,82
P92	3,70	2,46	3,84	5,39	5,16	5,10	3,02
P93	3,95	2,79	4,05	5,59	5,55	5,47	3,25
P94	4,23	3,09	4,33	5,90	5,93	5,88	3,48
P95	4,64	3,44	4,70	6,40	6,28	6,33	3,81
P96	5,24	3,72	5,06	6,84	7,01	6,84	4,19
P97	5,98	4,12	5,62	7,53	7,83	7,46	4,67
P98	7,27	5,02	6,60	8,66	9,31	8,82	5,49
P99	8,75	5,94	8,14	10,77	12,43	11,53	7,25
LIMITES DIC MENSAL - MT_NURB							
PERCENTIL	**A**	**B**	**C**	**D**	**E**	**F**	**G**
P90	7,27	4,71	6,73		13,23	7,69	4,77
P91	7,69	4,93	7,07		13,97	8,09	5,06
P92	8,06	5,12	7,51		15,27	8,62	5,41
P93	8,52	5,53	8,03		16,81	9,37	5,89
P94	9,08	6,01	8,77		18,19	10,06	6,17
P95	10,02	6,42	9,59		20,01	11,06	6,68
P96	10,80	6,83	10,59		22,30	12,36	7,49
P97	12,19	7,45	11,81		25,72	13,95	8,86
P98	14,23	9,16	14,22		31,43	16,79	10,55
P99	17,52	11,49	17,77		40,03	21,94	13,23

Tabela B-4. Limites mensais do FIC.

LIMITES FIC MENSAL - BT_URB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90	3,00	2,00	2,00	3,00	5,00	3,00	2,00
P91	3,00	3,00	2,00	3,00	5,00	3,00	2,00
P92	3,00	3,00	3,00	3,00	5,00	3,00	3,00
P93	3,00	3,00	3,00	3,00	5,00	4,00	3,00
P94	3,00	3,00	3,00	3,00	5,00	4,00	3,00
P95	3,00	3,00	3,00	3,00	6,00	4,00	3,00
P96	4,00	4,00	3,00	3,00	6,00	4,00	3,00
P97	4,00	4,00	3,00	4,00	7,00	5,00	3,00
P98	4,00	4,00	4,00	4,00	8,00	5,00	4,00
P99	5,00	5,00	4,00	5,00	9,00	6,00	4,00
LIMITES FIC MENSAL - BT_NURB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90	3,00	4,00	4,00	4,00	6,00	4,00	3,00
P91	4,00	4,00	4,00	5,00	6,00	4,00	3,00
P92	4,00	4,00	4,00	5,00	6,00	4,00	4,00
P93	4,00	4,00	5,00	5,00	6,00	5,00	4,00
P94	4,00	4,00	5,00	5,00	7,00	5,00	4,00
P95	4,00	5,00	5,00	5,00	7,00	5,00	4,00
P96	5,00	5,00	5,00	6,00	8,00	5,00	4,00
P97	5,00	5,00	6,00	6,00	8,00	6,00	5,00
P98	6,00	6,00	6,00	7,00	9,00	7,00	5,00
P99	6,00	7,00	7,00	7,00	10,00	8,00	6,00
LIMITES FIC MENSAL - MT_URB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90	2,00	2,00	2,00	2,00	4,00	3,00	2,00
P91	2,00	2,00	2,00	2,00	4,00	3,00	2,00
P92	3,00	3,00	2,00	2,00	4,00	3,00	2,00
P93	3,00	3,00	3,00	3,00	4,00	3,00	2,00
P94	3,00	3,00	3,00	3,00	4,00	3,00	2,00
P95	3,00	3,00	3,00	3,00	4,00	4,00	3,00
P96	3,00	4,00	3,00	3,00	5,00	4,00	3,00
P97	4,00	4,00	3,00	3,00	5,00	4,00	3,00
P98	4,00	4,00	4,00	4,00	6,00	5,00	3,00
P99	5,00	5,00	4,00	5,00	7,00	5,00	4,00
LIMITES FIC MENSAL - MT_NURB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90	3,00	3,00	3,00		5,00	4,00	3,00
P91	3,00	3,00	3,00		5,00	4,00	3,00
P92	3,00	3,00	3,00		6,00	4,00	3,00
P93	4,00	4,00	4,00		6,00	4,00	3,00
P94	4,00	4,00	4,00		6,00	4,00	3,00
P95	4,00	4,00	4,00		6,00	5,00	4,00
P96	4,00	4,00	4,00		7,00	5,00	4,00
P97	5,00	4,00	5,00		8,00	5,00	4,00
P98	5,00	5,00	5,00		9,00	6,00	4,00
P99	6,00	5,00	6,00		10,00	7,00	5,00

Tabela B-5. Limites anuais do DIC.

LIMITES DIC ANUAL - BT_URB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90	20,77	10,18	13,13	20,96	48,11	23,60	16,72
P91	21,43	10,68	13,79	21,99	50,34	24,53	17,51
P92	22,03	11,33	14,45	23,34	52,71	25,62	18,27
P93	23,09	12,04	15,25	24,63	54,85	26,82	19,32
P94	24,27	12,83	16,20	26,19	57,74	28,26	20,49
P95	26,05	14,00	17,45	28,16	61,39	29,92	21,83
P96	27,49	15,71	18,96	30,72	66,61	32,24	23,57
P97	30,26	19,90	20,84	34,09	73,32	35,07	25,89
P98	32,98	24,24	23,67	38,67	83,82	38,94	29,51
P99	37,93	29,58	29,63	47,20	97,82	45,73	35,06
LIMITES DIC ANUAL - BT_NURB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90	43,35	39,21	56,08	79,42	133,55	70,50	52,14
P91	44,94	41,09	59,16	80,71	139,31	73,23	54,67
P92	46,96	42,38	62,31	83,23	144,80	76,10	57,33
P93	48,62	45,23	66,34	90,19	151,29	79,50	60,76
P94	51,16	48,12	71,21	95,74	158,91	83,53	64,70
P95	54,13	51,59	76,78	99,71	169,00	88,09	69,31
P96	56,76	55,44	83,76	103,74	182,34	94,01	76,48
P97	61,07	60,47	92,23	106,04	197,38	101,69	85,85
P98	65,37	65,98	109,20	116,82	218,23	114,12	102,17
P99	74,71	72,39	138,48	134,05	250,53	134,45	123,50
LIMITES DIC ANUAL - MT_URB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90	12,71	9,59	10,36	12,99	19,52	16,66	11,22
P91	13,17	10,27	11,06	13,62	20,40	17,51	11,68
P92	13,87	10,99	11,48	14,45	21,72	18,96	12,49
P93	14,43	11,24	12,51	15,28	23,23	20,35	13,14
P94	15,41	11,39	13,41	16,44	24,72	21,46	13,98
P95	16,34	12,91	14,25	17,54	26,85	22,78	15,16
P96	18,22	13,50	15,32	18,94	30,14	24,38	16,30
P97	20,36	14,42	16,76	21,25	34,77	27,48	17,67
P98	22,43	15,27	18,71	24,09	41,49	31,99	20,56
P99	27,46	25,13	23,89	30,02	52,30	39,47	25,32
LIMITES DIC ANUAL - MT_NURB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90	37,00	23,64	34,47		86,03	37,58	28,96
P91	38,72	24,19	35,85		89,39	39,29	30,37
P92	40,08	25,00	37,86		93,64	41,37	32,17
P93	41,92	26,10	39,68		100,29	43,97	33,16
P94	43,97	27,06	42,63		106,04	47,47	35,22
P95	45,87	28,85	45,58		110,58	51,65	37,79
P96	48,20	32,34	48,49		120,74	57,51	39,33
P97	52,06	35,76	52,69		137,84	66,69	46,14
P98	61,02	38,14	59,19		153,94	78,42	50,50
P99	72,47	41,72	70,43		178,07	112,01	63,27

Tabela B-6. Limites anuais do FIC.

LIMITES FIC ANUAL - BT_URB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90	13,00	12,00	10,00	11,00	30,00	16,00	11,00
P91	13,00	12,00	10,00	12,00	31,00	16,00	11,00
P92	14,00	12,00	11,00	12,00	32,00	17,00	12,00
P93	14,00	12,00	11,00	13,00	33,00	17,00	12,00
P94	15,00	13,00	12,00	13,00	34,00	18,00	13,00
P95	15,00	13,00	13,00	14,00	36,00	19,00	13,00
P96	16,00	14,00	13,00	15,00	38,00	20,00	14,00
P97	17,00	15,00	15,00	17,00	41,00	21,00	15,00
P98	18,00	16,00	16,00	18,00	43,00	23,00	16,00
P99	20,00	17,00	19,00	22,00	47,00	26,00	19,00
LIMITES FIC ANUAL - BT_NURB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90	21,00	23,00	25,00	27,00	40,00	27,00	20,00
P91	21,00	24,00	25,00	28,00	40,00	28,00	21,00
P92	22,00	24,00	26,00	29,00	41,00	29,00	22,00
P93	22,00	25,00	27,00	31,00	43,00	30,00	23,00
P94	23,00	26,00	29,00	31,00	44,00	31,00	24,00
P95	24,00	27,00	30,00	33,00	46,00	32,00	25,00
P96	26,00	28,00	32,00	33,00	48,00	34,00	26,00
P97	28,00	30,00	35,00	35,00	50,00	36,00	28,00
P98	30,00	32,00	38,00	37,00	54,00	38,00	30,00
P99	35,00	35,00	43,00	39,00	60,00	42,00	34,00
LIMITES FIC ANUAL - MT_URB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90	10,00	11,00	8,00	8,00	18,00	13,00	8,00
P91	10,00	11,00	9,00	8,00	18,00	14,00	8,00
P92	10,00	11,00	9,00	9,00	19,00	14,00	8,00
P93	11,00	12,00	9,00	9,00	20,00	15,00	9,00
P94	11,00	12,00	10,00	10,00	21,00	15,00	9,00
P95	12,00	12,00	10,00	10,00	22,00	16,00	9,00
P96	12,00	13,00	11,00	11,00	23,00	17,00	10,00
P97	13,00	14,00	12,00	12,00	25,00	18,00	11,00
P98	14,00	14,00	13,00	13,00	27,00	20,00	12,00
P99	16,00	17,00	15,00	16,00	31,00	23,00	15,00
LIMITES FIC ANUAL - MT_NURB							
PERCENTIL	A	B	C	D	E	F	G
P90	17,00	17,00	17,00		33,00	20,00	14,00
P91	18,00	17,00	17,00		34,00	21,00	14,00
P92	19,00	17,00	18,00		36,00	22,00	15,00
P93	19,00	18,00	18,00		38,00	23,00	16,00
P94	20,00	18,00	19,00		39,00	23,00	17,00
P95	21,00	19,00	20,00		41,00	25,00	17,00
P96	22,00	20,00	21,00		42,00	26,00	18,00
P97	24,00	21,00	22,00		45,00	29,00	21,00
P98	27,00	22,00	24,00		49,00	31,00	22,00
P99	36,00	23,00	28,00		56,00	37,00	26,00