

Os *White Papers* do Instituto Acende Brasil consolidam análises e recomendações aprofundadas sobre temas do Setor Elétrico Brasileiro e visam à promoção de discussões qualificadas sobre as seguintes dimensões setoriais: Agência Reguladora, Governança Corporativa, Impostos e Encargos, Leilões de Energia e Transmissão, Meio Ambiente e Sociedade, Oferta de Energia, Rentabilidade, Tarifa e Regulação. Para saber mais sobre o Instituto Acende Brasil acesse www.acendebrasil.com.br

QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA: CONFIABILIDADE, CONFORMIDADE E PRESTEZA

Quando se pensa em regulação, a tendência natural é se concentrar no processo de definição de tarifas. Mas a regulação não se limita apenas à relação entre preço e quantidade porque há outra dimensão tão importante quanto a modicidade tarifária: a qualidade.

Zelar pela qualidade do fornecimento de energia é uma tarefa complexa.

Em primeiro lugar, porque é preciso dar atenção para as múltiplas dimensões da qualidade do fornecimento: confiabilidade, conformidade e presteza do serviço. O serviço adequado envolve a combinação dessas três dimensões.

Em segundo lugar, porque a qualidade depende da atuação conjunta de um grande número de agentes que inclui geradores, transmissores e distribuidores. Isso significa que a regulação precisa ser cuidadosamente concebida para proporcionar incentivos e punições adequadas para disciplinar a atuação de todos os agentes.

Em terceiro lugar, porque é preciso aferir o nível de qualidade almejado pelos consumidores, contrapondo o benefício de uma melhora na qualidade ao custo incorrido para obtê-la. Qualidade tem custo, que se traduz em preço/tarifa para o consumidor, e este compromisso nem sempre é claramente comunicado e compreendido.

Este *White Paper* descreve as diversas dimensões da qualidade do fornecimento de energia elétrica; explica os mecanismos regulatórios estabelecidos pela Aneel com o intuito de zelar pela qualidade, apontando os desafios remanescentes para que a regulação seja mais eficaz; e sugere uma nova abordagem regulatória para lidar com a questão da qualidade.

*"There is no such thing as a free lunch."
"Não há almoço grátis."
(Milton Friedman)*

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	2	3.4 Indicadores de presteza.....	17
2. CONCEITUAÇÃO DA QUALIDADE NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA.4		4. REGULUÇÃO DA QUALIDADE NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	19
2.1 Confiabilidade	5	4.1 Regulação da qualidade na distribuição de energia.....	19
2.2 Conformidade.....	7	4.2 Regulação da qualidade na transmissão de energia	25
2.3 Atendimento comercial.....	9	4.3 Regulação da qualidade na geração de energia	27
3. QUALIDADE NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	10	5. COMO PROMOVER O GRAU DE QUALIDADE DESEJADO	29
3.1 Indicadores de confiabilidade do fornecimento ao consumidor final	10	5.1 Avaliando o custo-benefício da qualidade	29
3.2 Indicadores de confiabilidade na Rede Básica de Transmissão.....	12	5.2 Como regular a qualidade	31
3.3 Indicadores de conformidade	16	6. CONCLUSÕES	33
		REFERÊNCIAS.....	34

1. INTRODUÇÃO

A prestação do serviço de fornecimento de energia é um dos serviços mais desafiantes da sociedade moderna. Para que o consumidor disponha de energia no momento que aciona um interruptor ou conecta um aparelho elétrico na tomada é preciso que um vasto aparato – composto por centenas de centrais geradoras, linhas de transmissão, subestações, linhas e transformadores de distribuição – esteja apto a operar de forma coordenada.

Como não há formas economicamente viáveis de armazenar energia elétrica, é preciso sincronizar a produção de energia com o consumo em tempo real. Isso significa que a operação de sistemas elétricos precisa ajustar-se continuamente às oscilações no consumo de energia a fim de evitar desequilíbrios que, em casos extremos, podem até levar todo o sistema ao colapso, com severas consequências para os consumidores de energia elétrica.

A energia elétrica permeia a nossa rotina diária, sendo utilizada para: iluminação, conservação de alimentos (refrigeração), produção de trabalho mecânico (eletrodomésticos, bombeamento de água, elevadores, transporte público), telecomunicações (televisão, telefonia, internet), computação, climatização, entre muitos outros fins. É difícil pensar como seria a vida moderna sem energia elétrica.

Embora o setor elétrico responda por apenas 2,2% do Produto Interno Bruto (PIB) do país, a falta de energia tem um impacto sobre o PIB que vai muito além desse percentual porque a eletricidade é um insumo básico de consumo e de produção utilizado em todos os setores da economia.

Os prejuízos provocados pela falta de energia elétrica tipicamente superam o próprio custo da energia elétrica. Uma interrupção inesperada no fornecimento de energia elétrica pode ocasionar graves danos, como por exemplo:

- acidentes devido à perda da sinalização de trânsito;
- males à saúde devido à perda de climatização (especialmente para os idosos);
- incêndios ou explosões devido à perda de sensores e controles eletrônicos em aplicações industriais;
- danos a equipamentos industriais;
- perda de produção na indústria, perda de vendas no comércio, perda de negócios; e
- vandalismo, roubos e saques.

Mesmo falhas momentâneas, de alguns poucos minutos, podem provocar elevados prejuízos, sendo muito mais severas quando ocorrem de forma inesperada do que quando são previamente programadas e comunicadas.

A qualidade do fornecimento de energia elétrica é, portanto, uma preocupação central no planejamento e operação do setor elétrico.

Para assegurar a qualidade do fornecimento de energia elétrica há dois grandes desafios que precisam ser encarados:

- como assegurar a confiabilidade de um sistema no qual a responsabilidade pelo fornecimento é compartilhada por tantas empresas diferentes; e
- como discernir o nível de qualidade almejado pelos consumidores que seja compatível com as receitas tarifárias requeridas para prover o serviço.

Assegurar a confiabilidade do sistema composto por tantas empresas diferentes é desafiador, pois há fortes interdependências entre as empresas que atuam no setor elétrico. Para que o fornecimento de energia elétrica funcione adequadamente é necessário que todos os agentes desempenhem suas funções de forma adequada. A qualidade da prestação de serviço de

todos os demais agentes do setor pode ser prejudicada se uma empresa falhar.

Quando o fornecimento de energia é provido por uma única empresa verticalmente integrada há clara responsabilização pelas falhas. Além disso, os problemas identificados podem ser resolvidos por comando e controle da direção da empresa.

Já num ambiente composto por múltiplos agentes, como no caso do setor elétrico brasileiro, é essencial que haja uma governança institucional e uma regulamentação robusta para delimitar claramente as responsabilidades de cada agente, prevendo penalidades para os que não cumprirem suas responsabilidades e proporcionando uma estrutura de incentivos adequada para induzir cada agente a zelar pela qualidade do serviço que lhe cabe.

O segundo desafio envolve a definição do nível de qualidade desejado. Alguns atores procuram levemente defender a tentadora e populista ideia do “quanto mais qualidade, melhor” até o momento em que o custo associado ao grau de qualidade exigido lhes é apresentado. Mais qualidade significa mais investimentos e maiores custos operacionais, o que também implica maiores tarifas. É preciso avaliar qual é a relação custo-benefício que melhor atende às necessidades do consumidor.

Esse *White Paper* analisa os dois desafios relativos à qualidade no fornecimento de energia elétrica, examinando como a regulação setorial lida com ambas as questões e propondo formas para melhor satisfazer aos anseios e demandas dos consumidores.

Além desta primeira seção de apresentação, o presente estudo é composto de cinco outras seções. Na segunda seção discutem-se as diversas dimensões da qualidade no fornecimento de energia elétrica. Na terceira seção apresenta-se a evolução de diversos indicadores de qualidade do fornecimento no Brasil. Na quarta seção discorre-se sobre a regulamentação estabelecida pela Aneel para assegurar o controle da qualidade. Na quinta seção explora-se como o processo regulatório poderia ser aperfeiçoado para definir o nível de qualidade almejado pelos consumidores. A última seção sumariza as conclusões e recomendações deste estudo.

2. CONCEITUAÇÃO DA QUALIDADE NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Quando ocorre uma interrupção no fornecimento de energia, as atenções dos consumidores imediatamente se voltam à concessionária de distribuição de eletricidade local, mas a interrupção pode ter sido ocasionada por falha:

- na rede da concessionária de **distribuição**; ou
- em alguma instalação da rede de **transmissão** que transporta a energia até a distribuidora; ou
- em alguma central de **geração** que supre energia para a rede de transmissão.

São centenas de empresas que precisam atuar de forma harmoniosa e síncrona para assegurar que o consumidor tenha energia no momento desejado.

As causas dessas interrupções no fornecimento de energia elétrica também podem ser muito variadas. No jargão do setor, o evento ou ação que leva o sistema interligado a operar fora de suas condições normais é denominado de “**ocorrência**”.

Uma ocorrência pode ter origem “interna” ou “externa”. As principais ocorrências de origem interna são:

- escassez do recurso energético natural (caso de estiagem no caso de hidrelétricas e período de ‘calmaria’ – falta de ventos – no caso de eólicas);
- sobrecarga;
- falha de equipamento;
- planejamento equivocado; e
- erro operacional.

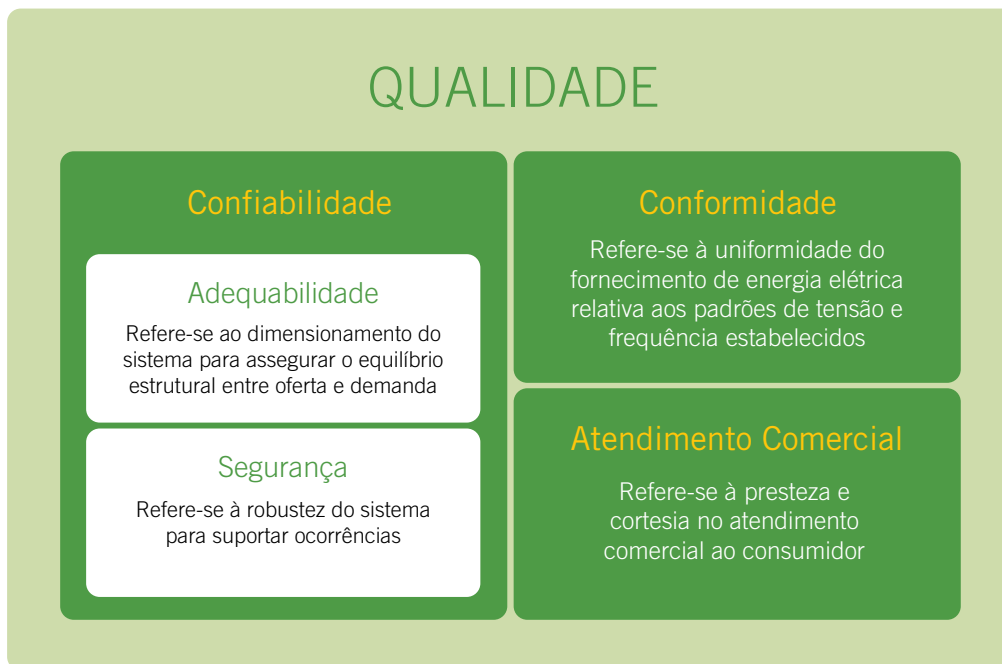
As principais ocorrências de origem externa são:

- tempestades (raios, ventanias, enchentes, quedas de árvores e barrancos);
- queimadas;
- acidentes (acidentes de trânsito envolvendo batidas em postes, objetos enroscados nos cabos elétricos); e
- manipulação de instalações de distribuição por terceiros (furto de energia, furto de cabos e equipamentos, sabotagem).

Já uma **perturbação** é caracterizada quando a ocorrência leva ao desligamento forçado de um ou mais componentes do sistema interligado, resultando em:

- a) corte de carga;
- b) desligamento de outros componentes do sistema;
- c) danos em equipamentos; ou
- d) violação de limites operativos (ONS, 2009).

Figura 1: Dimensões da qualidade do fornecimento de energia elétrica



Uma vez que um sistema elétrico sempre estará sujeito a ocorrências, é importante que sistemas elétricos sejam concebidos e operados de forma a prover a **confiabilidade** desejada pela população. Isso requer que o sistema seja dimensionado adequadamente para atender à carga prevista e que tenha margem de manobra suficiente para lidar com grande parte dessas ocorrências de forma a evitar perturbações excessivas no fornecimento de energia aos consumidores.

Além do zelo pela continuidade do serviço, há também a questão da **conformidade** da corrente elétrica. Oscilações no fornecimento de energia elétrica podem prejudicar a operação de aparelhos elétricos ou mesmo danificá-los. A energia elétrica em corrente alternada apresenta uma série de propriedades físicas que devem respeitar certos padrões para que não haja problemas para o consumidor.

Finalmente, há a questão da qualidade do **atendimento comercial** do consumidor. A experiência do consumidor não se resume ao fornecimento físico de energia elétrica. A qualidade do atendimento também é muito importante. Portanto, quando se fala em qualidade de fornecimento de energia elétrica é preciso também levar em conta a presteza com a qual a empresa atende ao consumidor, o grau de satisfação do atendimento, e o nível de cumprimento das obrigações da concessionária.

Como se pode observar, a qualidade do fornecimento de energia envolve múltiplas dimensões que serão discutidas de forma mais detalhada nas próximas seções.

2.1 CONFIABILIDADE

Quando se fala em qualidade do fornecimento de energia elétrica, geralmente os consumidores se referem à confiabilidade do fornecimento. Os consumidores desejam poder consumir energia na hora e na quantidade que lhes convém. Por isso, a discussão sobre a qualidade do fornecimento de energia não pode ser feita sem a formalização do conceito de confiabilidade.

Esta primeira dimensão da qualidade – a confiabilidade – é mais facilmente percebida pelo seu oposto: a sua falta. Tanto é assim que os índices mais utilizados para avaliar o grau de confiabilidade medem justamente a ocorrência e duração das interrupções no fornecimento. Esses índices de continuidade são apresentados nas seções 3.1 (FEC e DEC) e 4.1.2 (FIC, DIC, DMIC e DICRI).

O conceito de confiabilidade, por sua vez, envolve dois conceitos:

- adequabilidade; e
- segurança.

O primeiro conceito remete à questão do dimensionamento do sistema para atendimento à demanda, enquanto o segundo se refere à robustez do sistema para lidar com contingências (Billinton e Allan, 1996).

2.1.1 ADEQUABILIDADE

A adequabilidade se refere à capacidade do sistema para atender à demanda do consumidor. É preciso examinar a capacidade combinada de geração, transmissão e distribuição do sistema para entregar energia ao consumidor em cada instante, levando em conta o comportamento da carga ao longo de cada dia, semana, mês e ano.

Na maioria dos países a grande parte da energia elétrica é gerada por termelétricas a carvão, gás natural e nuclear. Nesses sistemas, a adequação da geração é relativamente fácil porque depende essencialmente da capacidade instalada de cada usina de geração e de sua respectiva taxa de indisponibilidade, seja por motivo de manutenção preventiva, seja por interrupção forçada ocasionada por falha do equipamento.

No entanto, quando o sistema é baseado numa matriz elétrica com predominância de usinas de fontes renováveis, a adequação da oferta não é tão simples porque o montante de energia disponibilizado por essas usinas não depende somente da capacidade instalada da usina, mas também da disponibilidade dos recursos energéticos naturais que a impulsionam: disponibilidade de água, no caso de hidrelétricas; de ventos, no caso de eólicas; do bagaço de cana ou serragem, por exemplo, no caso de usinas termelétricas a biomassa; e radiação solar, no caso de geradores fotovoltaicos ou termossolares.

A oferta de energia proveniente de fontes renováveis é estocástica, isto é, a oferta de energia apresenta um componente aleatório, o que significa que a produção dessas usinas não é inteiramente previsível.

Esse é um dos fatores que complica a avaliação da adequação de oferta de eletricidade no Brasil. Como a maior parte da geração no Brasil advém de hidrelétricas, a oferta pontencial de energia do parque gerador varia muito de ano a ano em função das condições climáticas. Dessa forma, é preciso avaliar qual a quantidade de energia esperada dessas usinas na maior parte do tempo. No Brasil, essa expectativa é denominada de **Garantia Física** da usina. Com base nas estatísticas da hidrologia coletadas ao longo de mais de oitenta anos, avalia-se o nível de geração que se pode produzir das hidrelétricas com um certo nível de confiança desejado (ou arbitrado).

Assim como na adequação da geração, a adequação da transmissão também se torna mais complexa em sistemas com grande participação de fontes renováveis, pois os fluxos de energia na rede passam a variar não só em intensidade (devido à variação da carga), mas também devido à variação das fontes. Quando uma fonte renovável, um aerogerador, por exemplo, reduz sua produção devido à indisponibilidade de vento, é preciso acionar outra usina – tipicamente uma usina localizada em outra região – para atender à carga. Assim, a rede de transmissão precisa ser dimensionada para viabilizar o escoamento de energia levando em conta as diversas combinações de geradores que podem vir a ser acionados em dado momento.

Na distribuição, a adequação das redes também é um desafio constante, pois é preciso ajustar a configuração da rede de distribuição para acompanhar a evolução da carga na sua área de concessão. Isso significa reforçar a capacidade de fornecimento para áreas que sofrem adensamento do consumo como, por exemplo, no caso de um bairro em que casas são gradualmente substituídas por prédios. Pode significar também a construção de novas linhas e subestações para expandir a rede a fim de atender a novas áreas, como um novo loteamento ou parque industrial.

2.1.2 SEGURANÇA

A segurança do sistema elétrico refere-se à capacidade do sistema para lidar com ocorrências internas, tais como falhas de equipamentos e ocorrências de origem externa (causadas, por exemplo, por tempestades e acidentes). Um sistema elétrico raramente tem à sua disposição todos os seus componentes para atender à carga num dado momento. Sempre há equipamentos fora de serviço, seja para manutenção preventiva, seja por falha do equipamento. Portanto, para que essas indisponibilidades não prejudiquem demasiadamente o fornecimento de energia elétrica, sistemas elétricos precisam ser dimensionados com algum grau de redundância.

No elo da geração, isso se traduz na necessidade de ‘margens de reserva’, ou uma disponibilidade de geração adicional caso haja algum problema com os geradores que inviabilize a operação de usinas programadas para entrar em funcionamento.

Já nas redes de transmissão e distribuição, geralmente adota-se o **critério ‘N-1’**, o que significa que a rede deve ser configurada para suportar a falha de qualquer um dos seus componentes sem interrupção do fornecimento. Em algumas regiões ou situações em que se deseja maior segurança, adota-se o **critério ‘N-2’**, o que significa que a rede deve ser configurada para suportar a falha de até dois componentes quaisquer sem comprometer a continuidade do serviço.

A segurança não é impactada unicamente pelo planejamento da expansão do sistema, mas também pelos **procedimentos de operação**. É muito importante que haja clara delimitação da hierarquia operacional dos centros de operação. Deve haver clara atribuição das responsabilidades de cada agente. Os operadores devem ser qualificados e treinados para lidar com uma ampla gama de contingências. Esquemas de alívio de carga devem ser previamente definidos para implantação rápida para que uma eventual perturbação que leve a uma queda no suprimento de energia não provoque colapso total do sistema.

Aspectos centrais da operação para manutenção da segurança do sistema são:

- a programação diária da operação, na qual se define quando e quais usinas serão acionadas ao longo do próximo dia; e
- ações manuais e automáticas de gerenciamento de carga, como “corte indireto” (redução intencional do nível de tensão), corte direto da carga e remanejamento de cargas entre instalações da rede básica de transmissão.

Toda a operação é coordenada pelo **Operador Nacional do Sistema**, situado no Rio de Janeiro e quatro outros Centros Regionais de Operação: do Centro-Oeste e Norte, localizado em Brasília; do Nordeste, no Recife; do Sudeste, no Rio de Janeiro; e do Sul, em Florianópolis (ONS, 2009).

Tão importante quanto a prevenção de interrupções e de colapsos de tensão são os preparativos para promover a rápida recomposição do sistema após a ocorrência de um apagão. A recomposição após um colapso não é trivial. É preciso contar com usinas de auto-restabelecimento para iniciar a recomposição, sincronizar os geradores, e retomar a carga de forma gradual a fim de evitar oscilações de potência e tensão que possam dar origem a novas perturbações.

Finalmente, destaca-se a importância da análise pós-operação para examinar as causas das perturbações ocorridas. Essa análise é fundamental para o aprimoramento da segurança do sistema a fim de prevenir a repetição do mesmo problema no futuro.

2.2 CONFORMIDADE

A segunda dimensão da qualidade refere-se à conformidade do fornecimento de energia alternada no nível de tensão e frequência padrão. No Brasil, a tensão final de fornecimento de energia elétrica é estabelecida em 110 ou 220 volts (V), em corrente alternada, com frequência de 60 hertz (Hz).

A conformidade de energia elétrica aborda os seguintes aspectos (Casazza e Delea, 2010; Grigsby, 2007):

- nível de tensão em regime permanente;
- desequilíbrio de tensão;
- variação de tensão de curta duração;
- flutuação de tensão;
- variação de frequência;
- fator de potência; e
- harmônicos.

A tensão é avaliada de várias formas. O **nível de tensão em regime permanente** refere-se à avaliação do nível de tensão a partir de um conjunto de leituras de dez minutos de duração cada. Os equipamentos elétricos são projetados para operar numa determinada tensão (voltagem). Alguma variação na tensão é tolerável, mas acima de determinados limites os equipamentos deixam de funcionar adequadamente, sendo que variações maiores podem até danificar os equipamentos.

O **desequilíbrio de tensão** refere-se a alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição. As redes trifásicas são compostas de três linhas (fases), cada qual com a corrente alternada defasada em 120 graus em relação à onda senoidal da linha anterior. Redes trifásicas são utilizadas porque elas minimizam os campos eletromagnéticos no transporte e permitem o uso de máquinas trifásicas mais eficientes pela utilização plena dos circuitos magnéticos, mas para isso é necessário que as três fases estejam balanceadas.

A **variação de tensão de curta duração** consiste de desvios no nível de tensão em curtos intervalos de tempo. Neste caso, 'curta duração' representa fenômenos momentâneos, de até três segundos; e 'temporários', de até três minutos. Esses desvios podem tomar a forma de 'afundamento de tensão' (redução no nível de tensão), elevação de tensão, ou mesmo de interrupção do fornecimento. Embora a variação de tensão seja transitória, ela também pode comprometer o funcionamento de aparelhos elétricos.

A **flutuação de tensão** consiste de uma série de variações de tensão, regulares ou irregulares, que ocasionam o fenômeno conhecido como cintilação (*flicker*). A flutuação de tensão geralmente decorre da operação de cargas variáveis. O seu principal efeito é a variação do fluxo luminoso de lâmpadas (principalmente de lâmpadas incandescentes).

Além da tensão, deve-se atentar também para a frequência da corrente alternada. As **variações de frequência** geralmente derivam da alteração da velocidade de rotação das turbinas e seus respectivos geradores em resposta a variações abruptas na carga. A frequência, de forma geral, é a dimensão da qualidade que gera menos preocupação em sistemas interligados porque a própria inércia dos geradores interligados tende a autocorrigir os desvios de frequência. No limite, no entanto, variações de frequência também podem prejudicar o funcionamento de equipamentos, especialmente aqueles que utilizam a corrente para a contagem de tempo.

O **fator de potência** refere-se à relação de potências ativa e reativa¹ na rede. Há equipamentos que provocam variações no fator de potência. Motores a indução, por exemplo, demandam energia reativa quando acionados. Essa energia reativa é aquela que circula de forma oscilante nas instalações, mas essa energia não é consumida nem produz trabalho útil. A demanda de potência reativa reduz o fator de potência da rede, o que requer mais potência aparente para

1 A **Potência Ativa** é medida em kW (kilowatts) e é basicamente consumida na parte resistiva dos circuitos elétricos, incluindo-se as resistências naturais dos condutores elétricos. A Potência Ativa que é consumida em um determinado tempo nos leva à energia ativa, que é medida em kWh. A **Potência Reativa** é medida em kVAR e representa a energia que não é propriamente consumida. A **Potência Total ou Aparente** é medida em kVA (kilo Volt Ampère) e é representada pela soma vetorial das potências Ativa e Reativa. **Fator de Potência** é a relação entre a Potência Ativa e a Potência Total ou Aparente. Quanto mais próximos os valores de Potência Ativa e da Potência Total (e, portanto, quanto maior o Fator de Potência), maior o grau de eficiência da instalação.

atender à mesma carga. Alternativamente, essa distorção pode ser minimizada ou corrigida localmente por meio de investimentos em bancos de capacitores ou reatores.

Os **harmônicos** são distorções na forma do sinal de tensão ou da corrente alternada causadas por componentes senoidais, com frequências iguais a múltiplos inteiros da frequência do sistema. Esses distúrbios harmônicos são ocasionados por dispositivos com núcleo férreo-magnético saturável e por dispositivos chaveados eletronicamente. Tais dispositivos se tornaram muito mais comuns nos últimos anos, agravando o problema e elevando a demanda por aprimoramento da qualidade do fornecimento de energia. A presença de harmônicos na rede cria uma série de problemas: sobreaquecimento, erros de medição, vibrações em máquinas, alterações no acionamento, redução do fator de potência. O problema pode ser mitigado com a instalação de filtros especiais.

2.3 ATENDIMENTO COMERCIAL

A terceira dimensão da qualidade do fornecimento de energia elétrica refere-se ao atendimento comercial do consumidor. A relação da empresa com o consumidor não se manifesta apenas por meio da entrega física de elétrons. O consumidor também deseja ter suas solicitações atendidas com presteza e cortesia. Isso inclui o tratamento recebido nas centrais de atendimento, nos *call centers* (centrais de atendimento telefônico) e no atendimento de serviços solicitados na unidade de consumo, tais como: vistoria, ligação, aferição de medidor, ressarcimento por dano elétrico, elaboração de estudos, orçamentos, projetos etc.

* * *

Como descrito nas seções anteriores, as três dimensões da qualidade – confiabilidade, conformidade e atendimento comercial – têm naturezas muito diferentes e requerem ações distintas para que seja assegurada a satisfação do consumidor.

No entanto, as três dimensões impõem o mesmo “duplo desafio” ao regulador:

- zelar pela qualidade resultante da atuação de múltiplos agentes, tarefa essa que requer uma delimitação clara e objetiva das responsabilidades de cada agente, uma fiscalização abrangente da atuação de cada agente, e uma regulamentação com previsão de punições e recompensas que induza cada agente a zelar pela qualidade; e
- identificar o nível de qualidade desejado pelo cliente. O aprimoramento da qualidade é custoso e, portanto é necessário equilibrar até qual ponto se deseja sacrificar a modicidade tarifária em troca de mais qualidade.

Antes de abordar essas questões, no entanto, a próxima seção examina alguns indicadores de qualidade do fornecimento de energia no Brasil.

3. QUALIDADE NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

3.1 INDICADORES DE CONFIABILIDADE DO FORNECIMENTO AO CONSUMIDOR FINAL

Tipicamente avalia-se a confiabilidade do fornecimento de energia com base em indicadores de continuidade. Há duas famílias básicas de indicadores de continuidade:

- as que mensuram a frequência de interrupções durante um determinado intervalo de tempo; e
- as que mensuram a duração cumulativa das interrupções ocorridas durante um determinado intervalo de tempo.

A frequência de interrupções está associada principalmente às condições físicas dos ativos da distribuidora: a configuração da rede, o grau de redundância e o estado dos equipamentos (idade dos equipamentos e qualidade de sua manutenção). Assim, a frequência está mais associada aos dispêndios de capital (capex), isto é, aos investimentos realizados pela empresa ao longo dos anos.

Já a duração das interrupções está associada principalmente aos recursos humanos e materiais disponibilizados para realizar reparos visando à recomposição e ao reparo da rede, ou seja, está mais associada aos custos operacionais (opex) incorridos pela distribuidora.

Os indicadores de continuidade mais conhecidos no Brasil são o FEC e DEC.

O **FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora** – indica o número de interrupções médio de um determinado conjunto de consumidores no período de apuração (soma do número de interrupções sofridas em cada unidade consumidora no período de apuração, dividida pelo número de unidades consumidoras). O **DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora** – indica a média de horas que os consumidores de um determinado conjunto ficaram sem fornecimento de energia no período de apuração (soma do número de horas que cada unidade consumidora passou sem energia no período de apuração, dividida pelo número de unidades consumidoras).

Esses indicadores correspondem, respectivamente, aos indicadores *SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)* e *SAIDI (System Average Interruption Duration Index)* utilizados na literatura internacional. Tais estatísticas consideram apenas interrupções com três minutos ou mais de duração.

Diferentemente dos indicadores *SAIFI* e *SAIDI* – que reportam indicadores para sistemas inteiros –, os indicadores FEC e DEC são construídos a partir de subgrupos de consumidores de cada distribuidora, denominados **conjuntos elétricos**.

A abrangência do conjunto elétrico varia muito: há conjuntos que incluem vários municípios e há conjuntos que abrangem apenas partes de um município. Os conjuntos são definidos por meio de um processo de análise estatística denominada **clustering**, pelo qual as unidades consumidoras de energia são agrupadas em áreas contíguas com base na semelhança dos seus atributos físico-elétricos:

“Os conjuntos serão caracterizados pelos seguintes atributos:

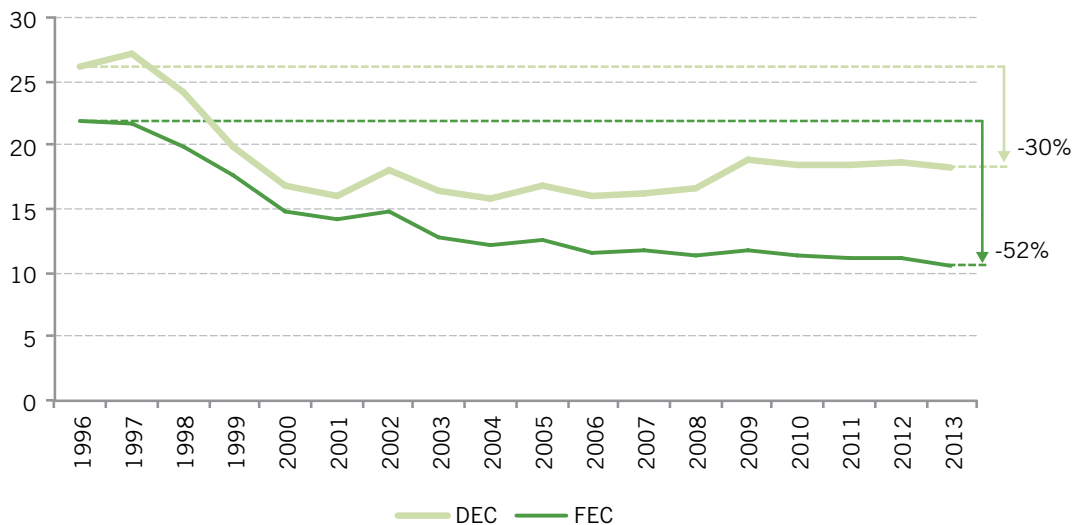
- área em quilômetros quadrados (km²);
- extensão da rede de média tensão (MT), segregada em urbana e rural, em quilômetros (km);
- energia consumida nos últimos 12 meses, segregada pelas classes residencial, industrial, comercial, rural e outras classes, em megawatt-hora (MWh);
- número de unidades consumidoras atendidas, segregadas pelas classes residencial, industrial, comercial, rural e outras classes;
- potência instalada em kilovolt-ampère (kVA);

- f) padrão construtivo da rede (aérea ou subterrânea);
g) localização (sistema isolado ou interligado).”

Prodist, Módulo 8, item 2.7 (Aneel, 2012)

O exame da trajetória histórica desses indicadores no país (Figura 2) revela que houve uma melhora substancial na qualidade do fornecimento de energia na última década e meia. Entre 1996 e 2013, o FEC médio do país foi reduzido em 52% e o DEC foi reduzido em 30%.

Figura 2: Trajetória dos indicadores de continuidade



Fonte: Aneel.

O FEC apresenta queda ao longo de praticamente todo o período.

O DEC apresentou queda substancial entre 1996 e 2001, um repique em 2002, um quadro de estabilidade entre 2003 e 2008, elevou-se em 2009 e manteve-se estável desde então. Boa parte dessa elevação decorre de falhas na Rede Básica de Transmissão que resultaram em grandes interrupções no suprimento de energia das redes das distribuidoras nos últimos anos. Segundo dados coletados pela Aneel, o tempo médio de atendimento das ocorrências emergenciais nos últimos três anos (2011-13) foi de aproximadamente 5,9 horas. Em muitos casos (43%), as ocorrências são sanadas sem que os consumidores sofram interrupção no fornecimento.

A fim de obter um melhor diagnóstico sobre a gestão da qualidade por parte das distribuidoras, a Aneel exige que as concessionárias reportem os tempos médios de atendimento de forma segmentada, em três categorias:

- preparação;
- deslocamento; e
- execução.

O **tempo de preparação** é o tempo compreendido entre o instante em que se tomou conhecimento da existência de uma ocorrência e o instante em que a equipe de emergência é despachada. Trata-se do tempo requerido para reunir a equipe, os materiais, ferramentas e equipamentos requeridos para realizar o atendimento.

O **tempo de deslocamento** é o tempo compreendido entre o instante que a equipe de atendimento de emergência é despachada até o instante de sua chegada ao local da ocorrência. O tempo de deslocamento depende da distribuição geográfica das equipes e das condições de transporte na região (condições das estradas e do trânsito).

O **tempo de execução** é o tempo compreendido entre o instante em que a equipe chega ao

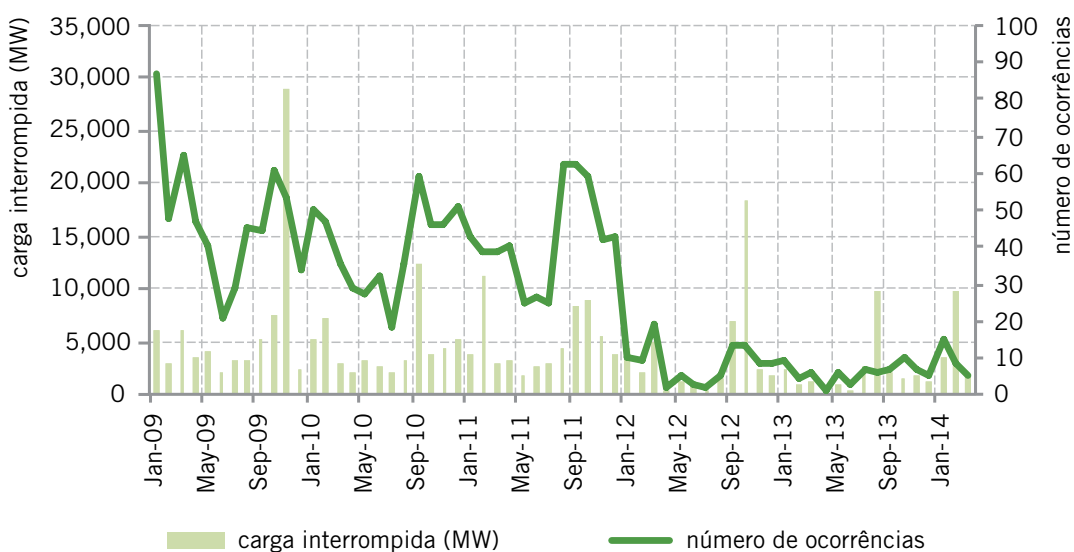
local da ocorrência até o restabelecimento do fornecimento. O tempo de execução depende da natureza da ocorrência, da qualidade das informações recebidas previamente sobre o defeito que gerou a ocorrência, e dos procedimentos utilizados para solucionar o problema.

Segundo os dados coletados entre 2011 e 2013, a preparação é a etapa responsável pela maior parte do tempo de atendimento das concessionárias de distribuição no Brasil: quase três quartos (73%) do tempo médio requerido para reestabelecer o fornecimento após a constatação de uma interrupção é consumido na preparação. A execução responde por 15% do tempo e o deslocamento responde por um pouco mais de 12% do tempo. Portanto, a mobilização de equipes para atendimento das ocorrências detectadas parece ser a atividade que apresenta maior espaço para melhorias.

Outra fonte de informações para avaliar a qualidade de fornecimento é o *Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico*, publicado mensalmente pelo Ministério de Minas e Energia. O boletim apresenta o número de ocorrências registradas e a demanda interrompida, tanto no Sistema Interligado Nacional como nos Sistemas Isolados.

Os indicadores desse boletim (Figura 3) também apontam para uma tendência de sensível melhora dos indicadores tanto no que se refere à carga interrompida (eixo da esquerda) quanto ao número de ocorrências (eixo da direita).

Figura 3: Número de ocorrências e demanda interrompida no Sistema Interligado e nos Sistemas Isolados



Fonte: MME – Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico.

Note que embora haja uma correlação entre o número de ocorrências e a carga interrompida, há momentos em que a carga interrompida é grande apesar de o número de ocorrências manter-se estável, como se constatou em 2012 e 2013. Isso acontece quando falhas no suprimento de energia resultam em blecautes de grandes proporções, tema explorado na próxima seção.

3.2 INDICADORES DE CONFIABILIDADE NA REDE BÁSICA DE TRANSMISSÃO

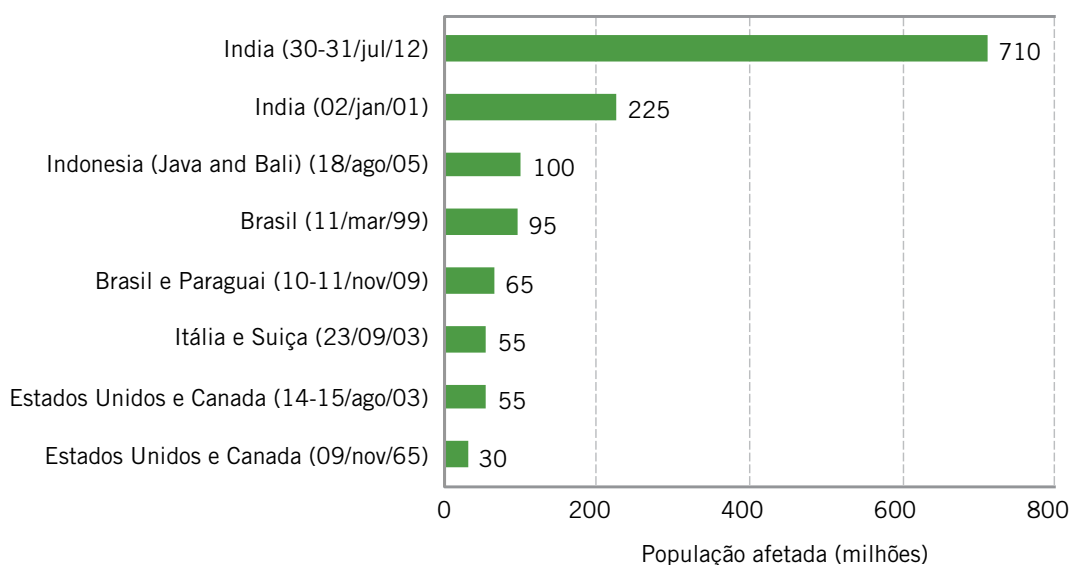
No que se refere à frequência de interrupções, a maior parte de ocorrências surge nas redes de distribuição. Isso é esperado devido à capilaridade das redes de distribuição e à alta exposição de tais redes ao surgimento de ocorrências. Afinal, são cerca de 2 milhões de quilômetros de linhas de distribuição² no Brasil, número que contrasta com os 107 mil quilômetros de linhas de transmissão.

² Nota Técnica 0248/2013-SRD/Aneel.

As ocorrências na Rede Básica de Transmissão podem ser muito mais dramáticas, pois quando resultam em interrupção (seja por falha de geradores ou da própria rede de transmissão) tendem a provocar blecautes de grandes proporções.

Há muitas formas de mensurar a gravidade de um blecaute: a magnitude da demanda interrompida, a sua duração, o seu impacto econômico, o número de consumidores afetados. Seja qual for o critério utilizado, o Brasil se destaca entre os países que tem sofrido alguns dos maiores blecautes. A Figura 4 apresenta alguns dos maiores blecautes registrados no mundo em termos de pessoas afetadas. O Brasil responde por dois dos oito maiores blecautes.

Figura 4: Maiores blecautes no mundo por população afetada



Fonte: Clean Technica, Union of Concerned Scientists, Ovoenergy, Associated Press.

O sistema elétrico brasileiro é mais suscetível a blecautes de larga escala devido ao fato de o suprimento depender de energia proveniente de grandes usinas hidrelétricas muito distantes dos centros de carga. Essa configuração exige que grandes quantias de energia sejam deslocadas por longos trechos de transmissão. Por sua vez, as extensas linhas de transmissão implicam maior exposição às intempéries. E os grandes volumes de energia implicam maior dificuldade para solucionar as falhas.

Quadro 1

O BLECAUTE DE 10 DE NOVEMBRO DE 2009

Na noite de 10 de novembro de 2009, o escoamento de energia elétrica por três das quatro linhas de transmissão que conectam a usina hidrelétrica de Itaipu ao Sudeste do país foi interrompido devido a uma conjunção de falhas que culminou no corte de carga de 24 gigawatts (GW), cerca de 40% da carga do Sistema Interligado Nacional.

O incidente foi deflagrado às 22:13 pela ocorrência de curtos-circuitos, quase simultâneos, na subestação de Itaberá e nos Circuitos 1 e 2 da linha de transmissão de 765 quilovolts (kV) que liga Ivaiporã a Itaberá (no Paraná), causando a interrupção de 5.564 MW. Logo em seguida, a atuação incorreta de uma proteção (reator *shunt*) na subestação de Ivaiporã provocou o desligamento de todos os três circuitos que ligam Ivaiporã a Itaberá, o que levou à interrupção de outros 2.950 MW.

A interrupção repentina do escoamento desses três circuitos desestabilizou a interligação Sul-Sudeste, ocasionando a interrupção do fluxo remanescente de 5.329 MW provenientes de Itaipu pelo sistema de transmissão em corrente contínua.

**QUALIDADE NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA:
CONFIABILIDADE, CONFORMIDADE E PRESTEZA**

Numa reação em cadeia, esses desligamentos provocaram outras perturbações, fazendo com que os cortes de carga se alastrassem pelas regiões Sul, Sudeste, Nordeste, Centro-Oeste e Norte (Acre e Rondônia).

Ao todo 18 estados foram afetados. O tempo médio de recomposição das cargas foi de 222 minutos (3 horas e 42 minutos), mas a recomposição completa só foi obtida às 06:08 da manhã seguinte – quase oito horas depois da ocorrência inicial que desencadeou o blecaute.

O incidente suscitou uma grande investigação para desvendar as causas do incidente e para definir o que poderia ser feito para tornar o sistema menos vulnerável.

A investigação concluiu que os curtos-circuitos foram ocasionados por falha dos isoladores. Os isoladores são componentes aos quais os cabos elétricos são fixados. Sua função é de isolar eletricamente cada um dos ‘corpos condutores’ (os cabos) dos demais corpos condutores assim como dos outros equipamentos (as torres a partir das quais os cabos são suspensos).

A inspeção das instalações constatou marcas de descargas nos isoladores. Constatou-se, ainda, que muitos isoladores apresentavam trincas, fissuras ou a ação de poluentes que podem comprometer a sua qualidade dielétrica. Estas evidências indicam manutenção inadequada.

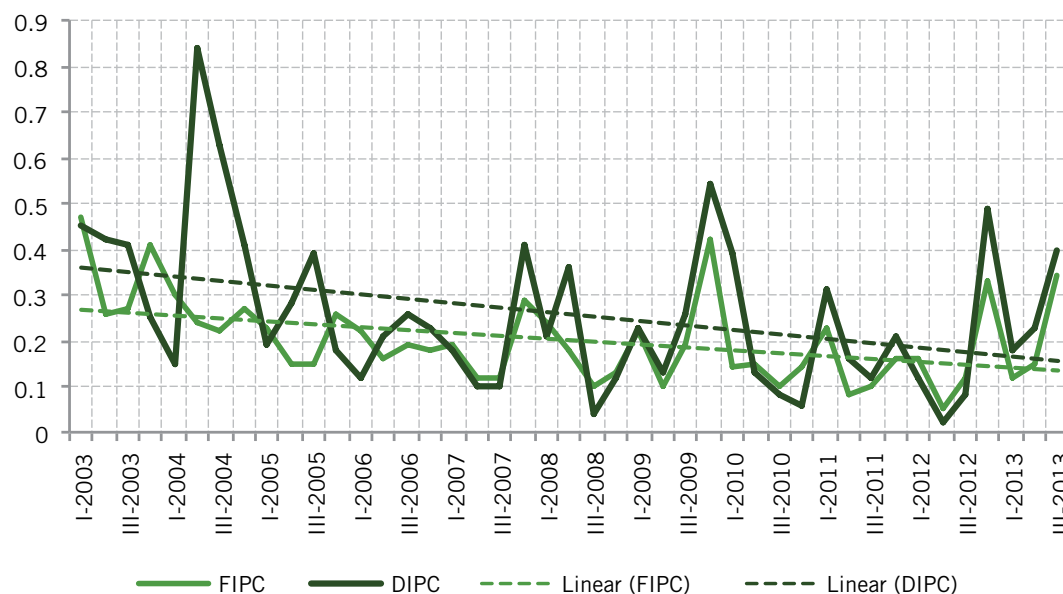
Além disso, pesquisas experimentais demonstraram que, em condições de chuva intensa (precipitação acima de 3 milímetros por minuto), os isoladores apresentam comportamento instável, susceptível a descargas. Isto indica que os isoladores empregados nas linhas não funcionam de forma adequada durante chuvas intensas.

A principal recomendação foi, portanto, a substituição de todos os isoladores nas linhas de transmissão por isoladores com ‘deflatores de chuva’ (*booster sheds*, também conhecidos como ‘chapéus chineses’ devido ao seu formato) para assegurar a sua qualidade dielétrica em condições de precipitação intensa.

Apesar da suscetibilidade conjuntural do sistema elétrico brasileiro, de forma sistêmica a qualidade do suprimento na Rede Básica de Transmissão é boa e vem sendo aprimorada ao longo do tempo.

Os indicadores de continuidade utilizados para avaliar a qualidade no suprimento de energia no elo de transmissão são a **Frequência de Interrupção do Ponto de Controle (FIPC)** e a **Duração da Interrupção do Ponto de Controle (DIPC)**. Esses indicadores são análogos ao FEC e DEC, sendo que a diferença é que são medidos nos **pontos de controle**, isto é, na fronteira entre as instalações que compõem a Rede Básica de Transmissão e os ativos de conexão dos geradores, distribuidoras e Consumidores Livres.

Figura 5: Frequência e duração de interrupções na Rede Básica de Transmissão

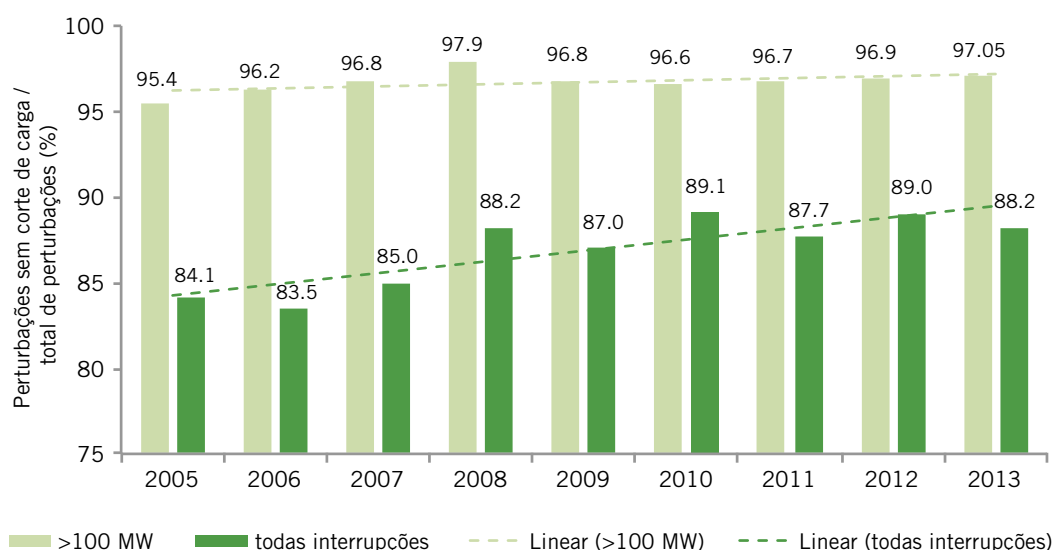


Fonte: ONS.

Embora esses dois indicadores apresentem maior volatilidade, a tendência de longo prazo indica melhora na confiabilidade no suprimento. As taxas de interrupção relativamente elevadas nos últimos dois anos, no entanto, merecem atenção.

Outro indicador de confiabilidade utilizado para avaliar redes de transmissão é o **indicador de robustez**, que mostra a relação percentual entre o número de perturbações sem corte de carga e o número total de perturbações no período de observação. O indicador de robustez apresentou uma média de 86,9% entre 2005 e 2013. Excluindo as interrupções pequenas (com corte de carga inferior a 100 MW), a média de 2005-2013 sobe para 96,7%. Ambos os indicadores de robustez apresentam tendência de melhora ao longo do tempo, como se pode constatar pelas linhas de tendência apresentadas na Figura 6.

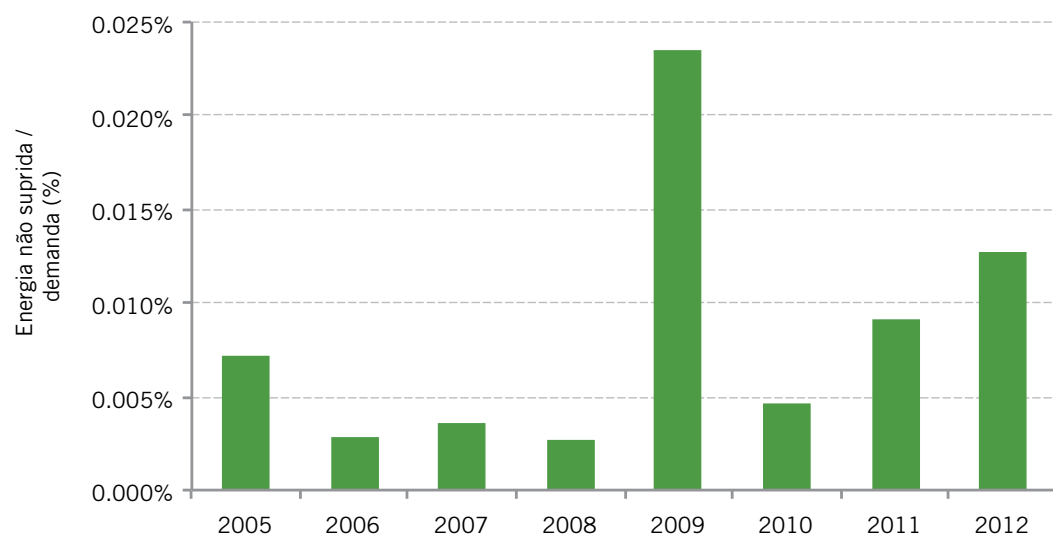
Figura 6: Percentual de perturbações sem corte de carga



Fonte: ONS.

Pode-se ainda avaliar a confiabilidade pela magnitude da **energia não suprida**, isto é, a quantidade de energia demandada pelo consumidor que deixou de ser fornecida devido a interrupções.

Figura 7: Energia Não Suprida



Fonte: ONS.

A energia não suprida nos últimos oito anos tem sido inferior a 0,01% do total demandado em todos os anos, com exceção de 2009, quando houve um grande blecaute (vide Quadro 1), e 2012, ano que também sofreu vários blecautes. Outro modo de olhar o mesmo indicador é pelo seu inverso: a taxa que representa a relação entre a energia demandada e a energia suprida, que na média foi de 99,9%.

3.3 INDICADORES DE CONFORMIDADE

O fator usualmente monitorado para avaliar a conformidade é o nível de tensão. A partir de campanhas de leitura de tensão é avaliada a incidência de desvios de diferentes magnitudes do nível de tensão contratado. Isso é feito classificando as tensões apuradas na campanha de leitura em três categorias:

- adequada;
- precária; e
- crítica.

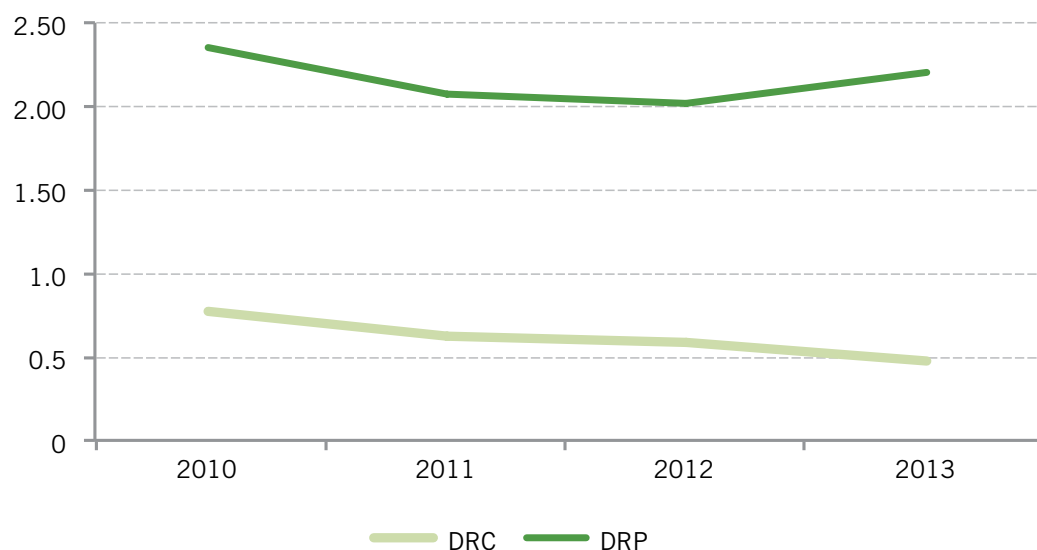
Cada categoria representa um grau de discrepância crescente, para cima ou para baixo, da tensão contratada. Por exemplo, para um consumidor com tensão nominal de 110 volts (V), considera-se tensão **adequada** a que estiver entre 101V e 116V; **precária** se for maior ou igual a 96V e menor que 101V, ou se for maior que 116 e menor ou igual a 117; e **crítica** se estiver abaixo de 96V ou acima de 117V – Prodist, submódulo 8.1, anexo I – revisão 5 (Aneel, 2012).

Com base nessa informação pode-se então construir dois índices:

- o **índice de duração relativa da transgressão para tensão precária – DRP**, que representa o percentual das leituras em que o nível de tensão estava na faixa de tensão classificada como precária; e
- o **índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica – DRC**, que indica o percentual de leituras na faixa de tensão crítica.

A Figura 8 apresenta os índices DRP e DRC médios de 62 concessionárias de distribuição nos últimos quatro anos. Percebe-se que a incidência de tensão precária permanece relativamente estável, mas a incidência de tensão crítica vem sendo reduzida de forma constante.

Figura 8: Incidência de nível de tensão precária e crítica



3.4 INDICADORES DE PRESTEZA

A Aneel preocupa-se não somente com a qualidade técnica do fornecimento de energia, mas também com o atendimento comercial ao consumidor.

As empresas recebem, anualmente, milhões de reclamações relativas a questões comerciais. Cerca de 95% das reclamações são resolvidas no âmbito da empresa de distribuição. Outros 3% são resolvidos mediante apelo à ouvidoria da distribuidora. E pouco mais de 1% são resolvidos no âmbito da agência reguladora (seja a Aneel ou alguma agência regional conveniada) (Nota Técnica 005/2013-SRC-SMA/Aneel).

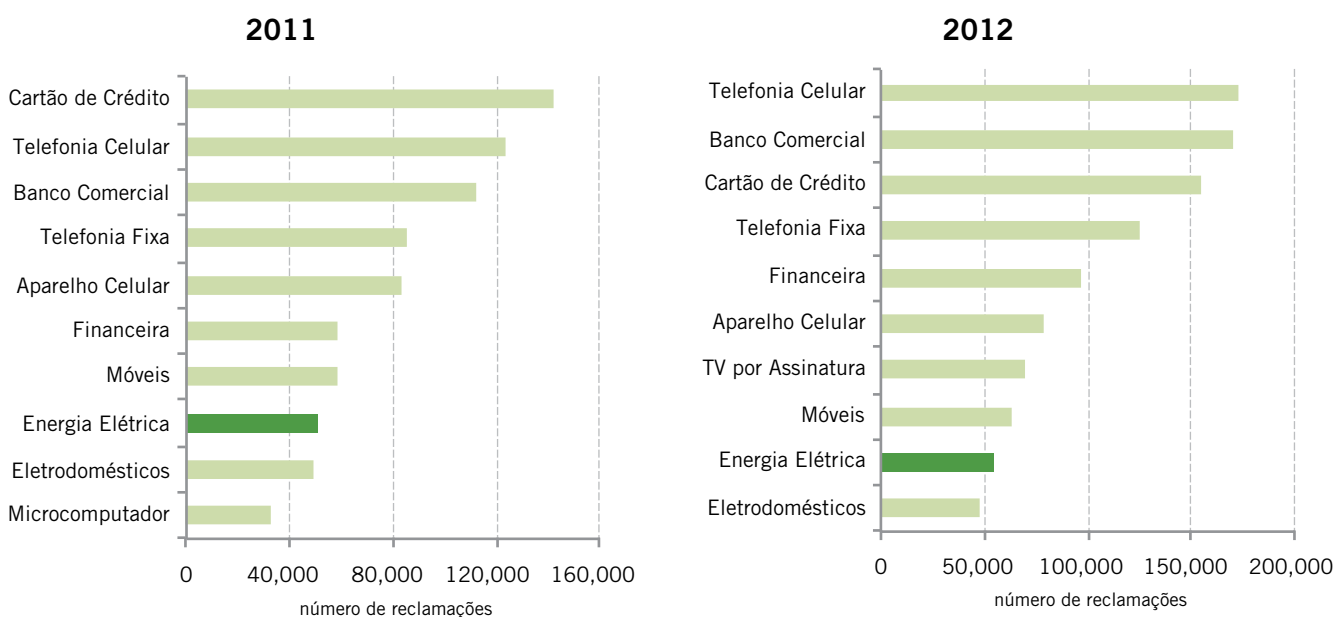
Com o objetivo de monitorar a qualidade do atendimento comercial, a Aneel definiu dois indicadores análogos ao FEC e DEC:

- a **Frequência Equivalente de Reclamação – FER**, que mede a quantidade de reclamações procedentes a cada mil unidades consumidoras da distribuidora; e
- a **Duração Equivalente de Reclamação – DER**, que mede o prazo médio de solução das reclamações procedentes solucionadas pela distribuidora (medido em dias).

A frequência de reclamações tem diminuído nos últimos anos. Em 2010 foram recebidas mais de 3,3 milhões de reclamações comerciais, em 2011 foram 3,0 milhões, e em 2012 foram 2,7 milhões, sendo que 43% dessas reclamações eram improcedentes (Nota Técnica 005/2013-SRC-SMA/Aneel).

Apesar de ser um dos serviços públicos mais universalizados, a energia elétrica é um dos serviços públicos básicos que menos recebe reclamações segundo os registros do Sistema Nacional de Defesa do Consumidor. A energia elétrica foi a oitava colocada na lista dos setores/ produtos que mais receberam representações nos órgãos de defesa do consumidor em 2011, e nona colocada em 2012.

Figura 9: Número de reclamações recebidas pelos órgãos de defesa do consumidor



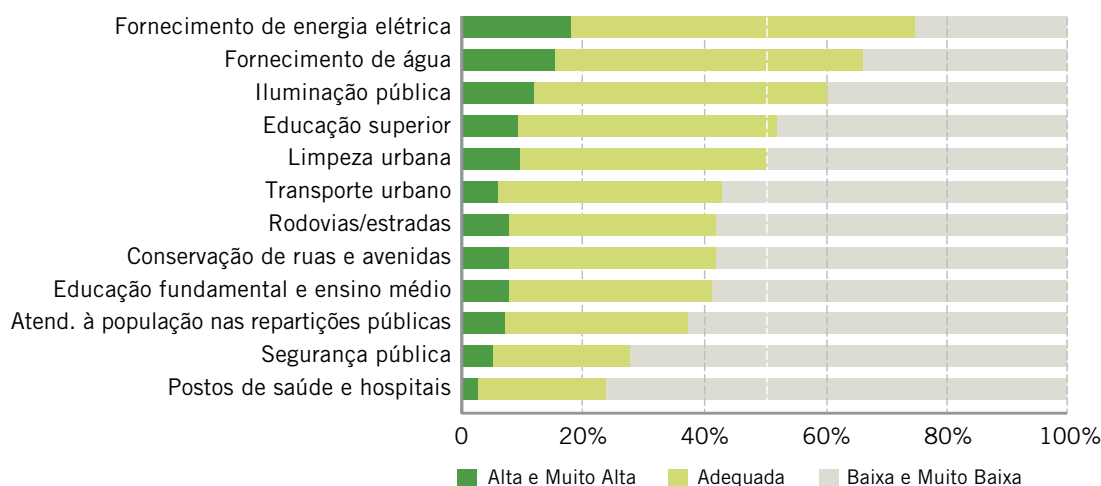
Fonte: Sistema Nacional de Defesa do Consumidor.

Em suma, a revisão dos diversos indicadores de qualidade ao longo das três dimensões (confiabilidade, conformidade e atendimento comercial) indica que houve melhoras substanciais na qualidade do fornecimento de energia elétrica no Brasil nas últimas décadas.

Deve ser feita uma ressalva quanto à qualidade de suprimento de energia na Rede Básica de Transmissão, que apresentou indicadores menos favoráveis nos últimos quatro anos devido a algumas ocorrências de grandes proporções. Ainda não está claro se as variações nos indicadores nos últimos anos foram meros desvios passageiros ou se apontam para uma alteração da tendência de melhoria da qualidade constatada no passado. A expansão da Rede Básica e intensificação de fluxos inter-regionais podem vir a representar crescente vulnerabilidade da Rede Básica, com consequências sobre o padrão de qualidade do suprimento.

Da perspectiva do consumidor, a visão global é positiva, conforme se pode constatar pelas pesquisas realizadas por diversas entidades. Por exemplo, a pesquisa de opinião realizada pela CNI/Ibope indica que o fornecimento de energia elétrica é considerado o serviço público de maior qualidade no Brasil.

Figura 10: Qualidade do Serviço Público

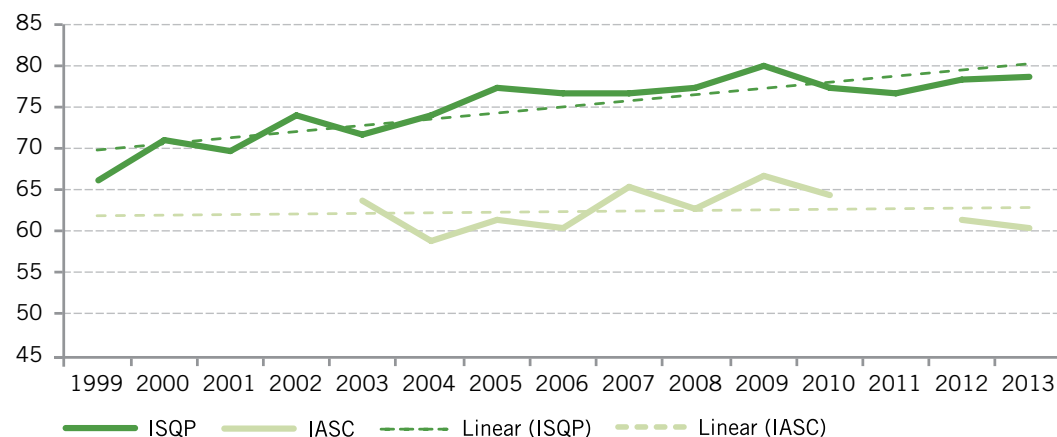


* Percentual calculado considerando apenas os entrevistados que avaliaram o serviço, ou seja, que responderam à pergunta.

Fonte: CNI/Ibope.

De modo semelhante, pesquisas de opinião junto aos consumidores – como o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP), apurado pela Abradee; e o Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (IASC) – indicam que os consumidores consideram a qualidade do serviço satisfatória. O IASC não apresenta uma tendência bem definida, mas trata-se de um indicador mais recente e com descontinuidades. O ISQP, um indicador que dispõe de uma série mais longa, aponta uma clara tendência de melhoria da percepção da qualidade ao longo dos anos.

Figura 11: Pesquisas de Satisfação do Cliente



Fonte: Aneel e Abradee.

4. REGULAÇÃO DA QUALIDADE NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Um dos maiores desafios do regulador é zelar pela qualidade do serviço prestado. Como a qualidade do fornecimento é fruto da ação coordenada de múltiplos agentes, é essencial que o regulador execute uma fiscalização apropriada.

A Aneel tem dado evidências de que reconhece esta necessidade e tem buscado zelar pela qualidade delimitando as responsabilidades de cada um dos agentes, fiscalizando a sua atuação, e estabelecendo incentivos e penalidades monetárias para induzir os agentes a cumprir suas metas de qualidade.

Nas próximas seções aponta-se como cada atividade é regulamentada.

4.1 REGULAÇÃO DA QUALIDADE NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

A regulamentação da qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica estabelecido pela Aneel está contida no **Módulo 8** dos **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist**.

A Aneel divide a regulamentação da qualidade em dois grandes blocos:

- i. a ‘qualidade do produto’, em que trata da regulação da conformidade; e
- ii. a ‘qualidade do serviço’, em que trata da confiabilidade e do atendimento comercial.

4.1.1 REGULAÇÃO DA CONFORMIDADE (‘QUALIDADE DO PRODUTO’)

Com relação à conformidade do fornecimento de energia, a Aneel adotou o nível de tensão como o indicador principal para punição monetária das distribuidoras por eventuais não conformidades.

Para avaliar o nível de tensão, o Prodist prevê campanhas de leitura trimestrais. Essas campanhas são realizadas por amostragem, sendo que para cada ponto de medição requer-se 1008 leituras válidas, de 10 minutos contíguos, somando o total de 168 horas de leitura consecutivas. Com base nesse procedimento, as tensões de cada leitura são classificadas em três categorias:

- adequada;
- precária; e
- crítica.

Cada categoria representa um grau de discrepância crescente, para cima ou para baixo, da tensão contratada. A amplitude das faixas de tensão de cada categoria varia dependendo da tensão nominal contratada, conforme estabelecido nas tabelas contidas no Anexo I do módulo 8 do Prodist.

A partir dessas informações são contruídos os índices DRP e DRC. O limite permitido para o DRP é de 3% e para o DRC é de 0,5% (Prodist, módulo 8, item 2.11).

Além das medições amostrais, a distribuidora também deve realizar medições sempre que solicitada por reclamação de consumidor. Neste caso, a empresa deve realizar inspeção técnica e realizar duas medições instantâneas no ponto de conexão “em dia cuja característica da curva de carga é equivalente à do dia em que o problema foi verificado”.

Caso a inspeção comprove a procedência da reclamação, a distribuidora deve apresentar, por escrito, no prazo de 20 dias da reclamação, as providências a serem adotadas para a regulação dos níveis de tensão.

Se a etapa anterior não indicar violação dos limites de DRP e DRC, o consumidor pode soli-

citar que uma medição de 168 horas no seu ponto de conexão seja realizada para avaliação mais completa.

Qualquer não conformidade de tensão permanente, identificada por amostragem ou por reclamação do consumidor, deve ser sanada no prazo máximo de 90 dias. Caso contrário, a distribuidora deverá efetuar compensação ao consumidor no valor estabelecido pela seguinte equação:

$$\text{Compensação}_{\text{tensão}} = \left[\frac{\max(0, \text{DRP} - \text{DRP}_M)}{100} + \frac{\max(0, \text{DRC} - \text{DRC}_M)}{100} \cdot k \right] \cdot \text{EUSD}$$

em que:

$\text{DRP} \equiv \text{DRP}$ apurado na última medição;

$\text{DRP}_M \equiv \text{DRP}$ máximo permitido (3%);

$\text{DRC} \equiv \text{DRC}$ apurado na última medição;

$\text{DRC}_M \equiv \text{DRC}$ máximo permitido (0,5%);

EUSD \equiv valor do encargo de uso do sistema de distribuição no mês em que a medição foi iniciada; e

$$k \equiv \begin{cases} 7 & \text{no caso de consumidor de Baixa Tensão} \\ 5 & \text{no caso de consumidor de Média Tensão} \\ 3 & \text{no caso de consumidor de Alta Tensão} \end{cases}$$

4.1.2 REGULAÇÃO DA CONFIABILIDADE ('QUALIDADE DO SERVIÇO')

A Aneel regula a confiabilidade com base em vários indicadores de continuidade. Além dos indicadores agregados (FEC e DEC, apresentados na seção 3.1) utilizam-se quatro indicadores individuais: FIC, DIC, DMIC e DCRI.

O **FIC – Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora** – indica o número de interrupções no fornecimento do consumidor no período de apuração (mês).

O **DIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora** – indica o total de horas em que o consumidor ficou sem fornecimento no período de apuração (mês).

O **DMIC – Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora** – indica o tempo de interrupção mais longo que o consumidor passou no período de apuração.

O **DCRI** é a **Duração de Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico**.

A regulação prevê o pagamento de compensações aos consumidores cujos indicadores individuais de continuidade forem superiores aos limites de tolerância estabelecidos pela Aneel.

A compensação segue uma equação que leva em consideração a variação percentual em relação ao limite estabelecido para o respectivo indicador e um 'coeficiente de majoração':

$$\text{Compensação}_{\text{DIC}} = (\text{DIC}_V - \text{DIC}_P) \cdot \frac{\text{EUSD}_{\text{médio}}}{730} \cdot kei$$

onde:

$\text{DRP}_V \equiv \text{DIC}$ verificada no período de apuração;

$\text{DRP}_P \equiv \text{DIC}$ limite estabelecido pela Aneel para o período de apuração;

$\text{EUSD}_{\text{médio}} \equiv$ parcela da tarifa referente ao uso do sistema de distribuição (média do período de apuração);

730 \equiv número médio de horas no período de apuração (mês);

$kei \equiv$ coeficiente de majoração (15 para consumidores de Baixa Tensão, 20 para Média Tensão e 27 para Alta Tensão).

Para exemplificar, considere um consumidor residencial cuja conta mensal de fornecimento de energia elétrica seja de R\$ 100 e que, desse total, R\$ 20 sejam referentes ao custo de distribuição. Se o DIC limite (DIC_p) estabelecido pela Aneel para o conjunto ao qual o consumidor pertence for de 5 e o DIC verificado (DIC_v) for de 10, no mês seguinte a concessionária teria que compensar o consumidor em R\$ 2,05 por meio de crédito à sua conta:

$$\text{Compensação}_{DIC} = (10,0 - 5,0) \cdot \frac{20}{730} \cdot 15 = 2,05$$

Embora possa parecer pouco para o consumidor, que então pagaria R\$ 97,95 em vez de R\$ 100,00 (o que equivale a uma redução de pouco mais de 2% de sua conta total), o impacto para a distribuidora seria bastante significativo: uma redução de 10,3% da receita normalmente obtida daquele consumidor.

O mesmo tipo de penalidade é aplicado para as violações de FIC e DMIC. Como os indicadores de continuidade tendem a ser correlacionados, as penalidades tendem a se sobrepor quando a concessionária apresenta descontinuidades.

Os limites para os indicadores DIC, FIC, DMIC são estabelecidos por meio de tabelas no Anexo I da seção 8.2 do Prodist, tendo como base os limites estabelecidos para os indicadores agregados definidos para cada conjunto da concessionária.

Em 2013, as distribuidoras pagaram mais de R\$ 346 milhões em compensações para seus consumidores pela violação dos limites de DIC, FIC, DMIC e DICRI.

Além das penalidades acima, a regulação prevê um ajuste na receita anual da concessionária de distribuição por meio do **Componente Q do Fator X**.³ Esse ajuste na receita de cada concessionária de distribuição é realizado no reajuste anual de cada distribuidora e representa até 1% da receita da concessionária, para cima ou para baixo, com base no desempenho dos indicadores de continuidade coletivos (DEC e FEC) da concessionária nos últimos 12 meses em comparação com os 12 meses anteriores ao último reajuste.

Em 2013, a média ponderada do Componente Q do Fator X de uma amostra de 28⁴ distribuidoras foi de -0,20%. Aplicando-se esse valor ao montante da Parcela B dessas empresas, constata-se que as tarifas de energia foram diminuídas em mais de R\$ 27 milhões por conta do não atingimento das metas estabelecidas pelo governo federal.

Os limites para os indicadores DEC e FEC de cada concessionária de distribuição são estabelecidos na Revisão Tarifária Periódica com base em um modelo de *benchmarking* (análise comparativa) aplicado a conjuntos com atributos físico-elétricos semelhantes, numa abordagem conhecida como *clustering* (conforme descrito na seção 3.1).

Uma das fragilidades da regulação da continuidade adotada pela Aneel é que ela não é integrada com a regulação de tarifas. Os mecanismos utilizados pela Aneel para disciplinar o nível de continuidade são fundamentados em um regime de penalidades para as concessionárias que violam os limites estabelecidos pelo regulador, limites estes definidos arbitrariamente pela Aneel ou por estudos comparativos dos atributos físico-elétricos, como no caso do DEC e FEC. Esses limites de continuidade são definidos sem levar em conta o nível das tarifas das diferentes concessionárias. De modo semelhante, a regulação de tarifas não leva em conta os indicadores de continuidade das respectivas distribuidoras para definir a sua receita requerida. A única exceção é o Componente Q do Fator X, que eleva ou diminui a tarifa em até um por cento

3 Para saber mais sobre os componentes do Fator X, vide o *White Paper* 3 do Instituto Acende Brasil "Tarifas de Energia e os Benefícios da Regulação por Incentivos", disponível em www.acendebrasil.com.br/estudos. Conheça também o curso "Tarifas e Revisões Tarifárias (SEB 202)", disponível em www.acendebrasil.com.br/cursos.

4 A amostra de empresas consideradas são aquelas listadas no site da Aneel em 03/02/2004 (www.aneel.gov.br/aplicacoes/ReajusteTarifario/Default_Aplicacao_Reajuste_Tarifario.cfm): Celtins, Coelce, CPFL Jaguarí, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista, CPFL Santa Cruz, CPFL Sul Paulista, CNEE, Copel Dis, Cocol, CFLO, EFLUL, CEB, Ampla, Elektro, EEB, Caiuá, Eletropaulo, Celesc, EDVP, EMG, ENF, Celpa, CPFL Piratininga, DMED, Bandeirante, Ienergia, CEEE. Os valores foram obtidos a partir das Notas Técnicas constantes das respectivas Resoluções Homologatórias dos reajustes.

com base no desempenho dos indicadores DEC e FEC em relação às metas estabelecidas pela Aneel. Essa inovação do Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias é um passo positivo no sentido de tentar integrar essas duas importantes dimensões de regulação (Tarifa e Qualidade), mas ainda carece de um melhor embasamento para calibrar os incentivos e penalidades associados aos diferentes níveis de continuidade para proporcionar uma estrutura de incentivos adequada.

Outro aspecto importante para assegurar a boa regulação da qualidade é assegurar que eventuais penalidades por descontinuidades sejam direcionadas aos agentes responsáveis pela interrupção. Penalizar as concessionárias de distribuição por interrupções decorrentes de falhas nos elos de geração ou transmissão é inútil por que esta penalização não endereça os responsáveis pela falha e prejudica a capacidade financeira das distribuidoras.

Do mesmo modo, é importante levar em conta que o custo para se assegurar o fornecimento de energia em 100% das situações seria proibitivo. Isto posto, há situações excepcionais em que se devem tolerar interrupções, tais como eventos climáticos extraordinários e calamidades públicas, pois o custo para manter a continuidade do fornecimento nessas situações seria muito alto.

A penalização descabida da distribuidora deve ser evitada por meio de uma **política de expurgos**, segundo a qual as interrupções por condições excepcionais que não são gerenciáveis pelas distribuidoras não devem ser contabilizadas nos indicadores de continuidade para fins de cômputo de eventuais penalidades e compensações a serem pagas pelas distribuidoras.

A exclusão de interrupções decorrentes de situações excepcionais é praxe em todo o mundo, embora os critérios empregados para a definição do que configura 'situação extraordinária' variem entre países. Em alguns países o expurgo de situações excepcionais é baseado em critérios estatísticos, enquanto em outros o expurgo é baseado em classificação das causas da interrupção (CERR, 2011).

O critério de expurgos atualmente empregado pela Aneel é parcialmente baseado em critérios classificatórios e parcialmente em critérios estatísticos e é especificado no item 5.6.2.2 da seção 8.2 do Prodist, que dita que serão excluídos os eventos:

- de curta duração (inferior a três minutos);
- decorrentes de falhas nas instalações do consumidor que não provoque interrupção a terceiros;
- decorrentes de obras de interesse exclusivo do consumidor;
- definidos como 'situação de emergência';
- provocados por suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica ou de segurança das instalações do consumidor;
- vinculados a programas de racionamento;
- ocorridos em 'dias críticos' (para o qual há limites diferenciados); e
- oriundos de 'alívio de carga' solicitado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

A ideia dos diversos expurgos é definir mecanismos regulatórios diferenciados para cada classe de interrupções. As **interrupções ordinárias** – após a aplicação dos expurgos detalhados no parágrafo anterior – seriam teoricamente aquelas que ocorrem em condições 'normais'. Nesses casos, a frequência e duração das interrupções seriam mais diretamente relacionadas ao grau de investimento e esforço despendido pela distribuidora. Com base nesse raciocínio, pode-se estabelecer uma estrutura de incentivos (positivos e negativos) mais intensa para as interrupções classificadas como ordinárias. Assim sendo, o Componente Q do Fator X e as compensações aos consumidores no caso de violação dos limites estabelecidos pela Aneel para o DIC, FIC e DMIC, seriam aplicados às interrupções ordinárias.

É importante que as distribuidoras estejam preparadas não apenas para lidar com as ocorrências em dias normais, mas também em dias anormais. Reconhece-se, no entanto, que a ocorrência de dias anormais é irregular e, portanto, deve ser segregada dos mecanismos regulatórios estabelecidos para as situações ordinárias. Assim sendo, a Aneel prevê um tratamento diferenciado para as **interrupções em dias críticos**, para os quais haveria previsão de compensações aos consumidores apenas quando o número de dias críticos ocorridos num determinado ano superar o limite máximo estabelecido pela Aneel (indicador DICRI).

Os **dias críticos** são atualmente determinados com base em critério estatístico: dias em que o número de ocorrências emergenciais em um conjunto de unidades consumidoras é três desvios padrões superior à média dos 24 meses anteriores ao ano em curso – Prodist – Módulo 1 – Seção 1.2 – 2.119 (Aneel, 2012).

Já as **interrupções em situação de emergência** são aquelas situações críticas em que há elevação do nível de risco para pessoas, equipamentos ou instalações, e que exigem ação imediata. Nesses casos, muito atípicos, considera-se que o custo-benefício de prevenção de perturbações torna-se proibitivamente caro. Não haveria, portanto, previsão de compensação nesses casos, embora a Aneel não se prive da possibilidade de multar a distribuidora se houver indícios de negligência por parte da distribuidora. Eventuais punições seriam definidas caso a caso.

A política de expurgos se encontrava em processo de revisão à data de publicação deste *White Paper*, tendo sido tema das **Consultas Públicas 007/2012** e **017/2013**. Técnicos da Aneel têm constatado que o critério de definição de ‘situação de emergência’ não tem sido aplicado de forma uniforme em todas as concessionárias de distribuição. Além disso, tem sido verificado que o critério utilizado para definir ‘dias críticos’ é falho, resultando em um número excessivo, em alguns casos, e excluindo outras situações que deveriam ser consideradas (Nota Técnica 0100/2012-SRD/Aneel).

Para lidar com o problema relativo aos ‘dias críticos’ a Aneel propôs a possibilidade de:

- separar as interrupções de ‘origem interna ao sistema de distribuição’ das de ‘origem externa’ (ocasionadas por falhas de geração ou transmissão), estabelecendo metas para as distribuidoras considerando apenas as interrupções de ‘origem interna’; e
- modificar o critério estatístico empregado para sua definição.

A análise das contribuições recebidas na primeira Consulta Pública foi registrada na Nota Técnica 0247/2013-SRD/Aneel.

Já em relação à definição das ‘situações de emergência’ e à forma para dar maior publicidade das informações referentes às interrupções, a Aneel propõe que as **interrupções em situação de emergência** sejam determinadas com base em dois critérios:

- a abrangência da perturbação (grande número de unidades consumidoras atingidas); e
- a severidade da perturbação, que deve ser comprovada por meio de documentação que demonstre a ocorrência de evento extremo, ou Declaração de Situação de Emergência ou de Calamidade Pública.

Também se admite o mesmo tratamento de situação de emergência quando a distribuidora é impedida de atuar por determinação de autoridade competente por questão de segurança ou em caso de desligamento requisitado pelo Operador Nacional do Sistema (Nota Técnica 02478/2013-SRD/Aneel).

A Aneel também estuda formas para dar mais publicidade das informações sobre interrupções. Têm sido discutidas a alteração da forma de apresentação de informações na conta de luz e a disponibilização de mais informações sobre as perturbações no site da distribuidora (e via outros meios inovadores, como o envio de mensagens aos celulares (SMS) dos clientes cadastrados).

A Aneel ainda não se pronunciou sobre o assunto desde a realização da última Consulta Pública (CP 017/2013 que recebeu contribuições até 23/03/2014) realizada sobre o tema.

4.1.3 REGULAÇÃO DO ATENDIMENTO COMERCIAL

A regulamentação do atendimento comercial é descrita nas *Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica*, estabelecidas pela **Resolução 414/2010** (Aneel, 2010). A regulamentação da qualidade do atendimento comercial é abordada nos artigos 148 a 163.

A abordagem adotada consiste essencialmente no monitoramento da prestação do atendimento e eventual punição quando o atendimento supera o tempo máximo previsto na regulamentação. O Anexo III das *Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica* estabelece os prazos máximos admitidos para a realização das diversas solicitações, tais como: vistorias; ligação e religação; elaboração de estudos, orçamentos e projetos; aferição dos medidores; e ressarcimento de dano elétrico. A Tabela 1 apresenta os prazos máximos para atendimento dos diversos tipos de solicitação.

Tabela 1: Prazos máximos para realização de solicitações

SOLICITAÇÃO	ART. DA RES. 414/2010	PRAZO
Vistoria em área urbana	art. 30	3 dias úteis
Vistoria em área rural	art. 30	5 dias úteis
Ligação em baixa tensão em área urbana	art. 31	2 dias úteis
Ligação em baixa tensão em área rural	art. 31	5 dias úteis
Ligação em alta tensão	art. 31	7 dias úteis
Elaboração de estudos, orçamentos e projetos	art. 32	30 dias
Início das Obras	art. 34	45 dias
Análise do projeto	art. 37	30 dias
Reanálise do projeto	art. 37	10 dias
Substituição do medidor e demais equipamentos de medição	art. 115	30 dias
Reclamação de cobrança ou devolução de diferenças apuradas	art. 133	10 dias
Aferição dos medidores e demais equipamentos de medição	art. 137	30 dias
Religação quando constatada a suspensão indevida do fornecimento	art. 176	4 horas
Religação em área urbana	art. 176	24 horas
Religação em área rural	art. 176	48 horas
Religação de urgência em área urbana	art. 176	4 horas
Religação de urgência em área rural	art. 176	8 horas
Solução de reclamação do consumidor que não requeiram visita técnica ou avaliação referente à danos não elétricos reclamados	art. 197	5 dias úteis
Informar por escrito ao consumidor a relação de todos os seus atendimentos comerciais	art. 199	30 dias
Verificação de equipamento em processo de ressarcimento de dano elétrico	art. 206	10 dias
Verificação de equipamento utilizado no acondicionamento de alimentos perecíveis ou de medicamentos em processo de ressarcimento de dano elétrico	art. 206	1 dia útil
Informar ao consumidor o resultado da solicitação de ressarcimento de dano elétrico	art. 207	15 dias
Ressarcimento após constatação de dano elétrico ao consumidor	art. 208	20 dias

Fonte: Aneel – Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica (*Resolução 414/2010*).

A penalidade prevista para a superação dos prazos máximos previstos é de um crédito na próxima fatura do consumidor em função:

- da variação percentual em relação ao prazo máximo estabelecido pela regulamentação;
- do custo por hora da parcela da tarifa correspondente ao uso do serviço de distribuição; e
- do 'coeficiente de majoração' igual a 100.

Assim, o crédito é determinado com base na seguinte equação:

$$\text{Crédito} = \frac{EUSD}{730} \cdot \left(\frac{P_v}{P_p} \right) \cdot 100$$

onde:

- P_v ≡ prazo verificado do atendimento comercial;
- P_p ≡ prazo normativo do padrão de atendimento comercial;
- $EUSD$ ≡ parcela da tarifa relativa ao uso do sistema de distribuição; e
- 730 ≡ número médio de horas no período de apuração (mês).

Dado o elevado coeficiente de majoração e a possibilidade de ocorrência de múltiplas violações, as penalidades podem somar-se rapidamente, razão pela qual a Aneel limitou o crédito ao valor do encargo de uso do sistema de distribuição multiplicado por 10.

Além de prever o pagamento de créditos ao consumidor para os serviços elencados no Anexo III da Resolução 414/2010, a regulamentação também prevê o monitoramento da frequência e do tempo médio para solucionar 'reclamações procedentes' dos consumidores por meio dos indicadores FER e DER, parâmetros estes que serão publicados anualmente.

Já a **Resolução 574/2013** estabeleceu metas para a FER de cada distribuidora e prevê a aplicação de penalidades pela ultrapassagem das metas estipuladas a partir de 2015.

4.2 REGULAÇÃO DA QUALIDADE NA TRANSMISSÃO DE ENERGIA

A transmissão engloba as instalações responsáveis pela rede que interconecta os grandes centros de geração aos centros de carga (ou centros de consumo de energia).

A remuneração dos ativos de transmissão é feita com base em um valor pré-estabelecido em contrato, denominado **Receita Anual Permitida – RAP**. A RAP é estabelecida em licitação na qual os diversos proponentes submetem lances para a construção e operação das instalações de transmissão. Vence o proponente que submeter o lance com a menor RAP⁵.

A regulação da qualidade dos serviços de transmissão é estabelecida na **Resolução 270/2007**. O principal mecanismo empregado pelo regulador para promover a qualidade é o desconto da RAP em função da indisponibilidade dos ativos de transmissão, promovido por meio da 'Parcela Variável'.

A **Parcela Variável** é definida:

- com base na ocorrência de desligamentos, programados e não programados ('outros desligamentos'); e
- por 'restrições operativas temporárias' nas instalações de transmissão da concessionária.

⁵ Para saber mais sobre as regras de leilões de geração e transmissão, vide o *White Paper 7* do Instituto Acende Brasil "Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações", disponível em www.acendebrasil.com.br/estudos. Conheça também o curso "Planejamento da Expansão e Leilões Regulados (SEB 203)", disponível em www.acendebrasil.com.br/cursos.

A expressão matemática da Parcela Variável é:

$$PVI = \frac{PB}{1400 \cdot D} \sum_{i=1}^{np} k_{pi} \cdot DVDP_i + \frac{PB}{1400 \cdot D} \sum_{i=1}^{no} k_{oi} \cdot DVOP_i$$

em que:

- PB ≡ 'Pagamento Base', correspondente ao pagamento mensal para determinadas instalações de transmissão equivalente a um duodécimo da RAP anual;
- 1400 ≡ minutos por dia;
- D ≡ dias no mês de apuração;
- $DVDP_i$ ≡ duração verificada de desligamentos programados (em minutos);
- $DVOP_i$ ≡ duração verificada de 'outros desligamentos' (em minutos);
- np ≡ número de desligamentos programados ocorridos no mês;
- no ≡ número de 'outros desligamentos' ocorridos no mês;
- K_{pi} ≡ fator multiplicador para desligamento programado das instalações tipo i ; e
- K_{oi} ≡ fator multiplicador para 'outros desligamento' das instalações tipo i .

As 'restrições operativas temporárias' também são contabilizadas e descontadas do Pagamento Base. O desconto relativo às restrições operativas é computado de forma análoga aos desligamentos, sendo proporcional à redução da capacidade operativa.

Numericamente, o multiplicador para indisponibilidades programadas (K_p) varia entre 2,5 e 10, e as indisponibilidades não programadas (K_o) entre 50 e 150. Conceitualmente, o multiplicador varia em função do papel exercido por cada tipo de ativo (linhas de transmissão, transformadores ou controle de reativo) e em função da importância do ativo para o sistema, medido pelo nível de tensão e/ou extensão da linha.

São desconsiderados os desligamentos:

- inferiores a um minuto;
- determinados pelo Operador Nacional do Sistema;
- decorrentes de desligamentos requeridos para implantação de ampliações, reforços ou melhorias da rede de transmissão;
- decorrentes de falhas de outras instalações de transmissão;
- causados por indisponibilidade de transformação ou reator por período inferior a três horas, desde que substituído por equipamento reserva;
- nos primeiros seis meses de operação das instalações; e
- nos casos qualificados como fortuito, força maior, sabotagem, terrorismo, calamidade pública, de emergência ou por motivo de segurança de terceiros.

A Parcela Variável é limitada a 50% do Pagamento Base das instalações de transmissão num dado mês. Num período de doze meses, a Parcela Variável é limitada a 25% do somatório dos Pagamentos Base e a 12,5% da RAP da concessão.

Quando a duração de um desligamento programado supera o prazo previsto, a duração do desligamento é multiplicada por 1,5 para fins de cômputo da Parcela Variável.

A Parcela Variável é contabilizada anualmente de junho a maio do próximo ano calendário. Na última contabilização, de junho/2012 a maio/2013, as empresas de transmissão deixaram de receber R\$ 117,3 milhões devido aos descontos da Parcela Variável. Nos últimos quatro anos

foram deduzidos nada menos que R\$ 347,7 milhões.

Em outras palavras, o efeito da aplicação da Parcela Variável para as empresas de transmissão corresponde a perdas de receita sempre que as suas instalações ficam indisponíveis ao sistema, sendo que essas receitas são requeridas para a recomposição e remuneração do capital investido e para cobertura dos custos operacionais incorridos pela empresa. Portanto, trata-se de um forte incentivo para que as empresas de transmissão empenhem-se permanentemente para manter suas instalações em boas condições operacionais.

4.3 REGULAÇÃO DA QUALIDADE NA GERAÇÃO DE ENERGIA

Assim como a transmissão e distribuição estão sujeitas a falhas, o elo da geração também está sujeito a contingências que podem comprometer a sua operação. A Aneel dispõe de uma série de regulamentos para disciplinar a minimização de interrupção de fornecimento por parte dos geradores.

A **Resolução Normativa 583/2013** prevê os procedimentos e condições para operação de usinas de geração.

Antes de entrar em operação, as usinas são submetidas a uma série de testes para verificação da sua potência instalada e de sua potência elétrica ativa líquida de perdas no ponto de conexão. Usinas termelétricas são obrigadas a estabelecer contratos de suprimento de combustível de longo prazo com cláusula de penalidade em caso de interrupção no fornecimento de combustível. As usinas também são obrigadas a informar toda ‘ocorrência grave’⁶ ou ‘indisponibilidade prolongada’ (prazo estimado superior a 90 dias).

A regulação também prevê controles e punições para assegurar a disponibilidade da usina de geração. A **Resolução 688/2003** estabelece que a Garantia Física concedida contemple a taxa de indisponibilidade da usina, prevendo dois tipos de indisponibilidade: a programada (TEIP) e a forçada (TEIF).

A **TEIP – Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada** corresponde ao percentual do tempo em que a usina geradora permanece indisponível devido a paradas planejadas.

A **TEIF – Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada** expressa o percentual do tempo em que a usina geradora permanece indisponível (ou valor pró-rata quando se trata de indisponibilidade parcial) devido a problemas imprevistos.

A TEIP e a TEIF das usinas existentes são monitoradas continuamente e quando as taxas de indisponibilidade apuradas superam as suas respectivas taxas de referência (utilizadas para definição de sua Garantia Física) aplica-se o “Fator de Disponibilidade” para fins de ressarcimento dos Contratos de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado (CCEARs) para que o gerador não seja remunerado por capacidade indisponível (**Regras de Comercialização, Módulo de Medição Contábil, Anexo I**).

No caso de hidrelétricas participantes do **Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)**, o ajuste previsto em caso de constatação de taxa de indisponibilidade superior à de referência é realizado por meio da aplicação do **Mecanismo de Redução de Garantia Física – MRGF** (previamente denominado Mecanismo de Redução de Energia Assegurada – MRA). O MRGF reduz a Garantia Física da usina para fins de contabilização da energia produzida alocada à usina, o que tem o efeito de reduzir a sua receita, mas não suas obrigações contratuais de suprimento.

Há ainda regulamentos específicos para assegurar a segurança de barragens (**Ofício Circular 308/2012-SFG/Aneel**).

A compilação sobre a regulamentação da qualidade ao longo dos três elos da cadeia de valor do

⁶ Ocorrência grave é definida como acidente que resulte em danos a estrutura civil ou equipamento, que resulte em lesão ou óbito de pessoas, que comprometa a segurança, ou que traga prejuízo ambiental ou social à coletividade.

setor elétrico brasileiro (geração, transmissão e distribuição) apresentada nesta seção demonstra que o Brasil dispõe de um marco regulatório abrangente e compreensivo para resguardar a qualidade do fornecimento de energia.

O desafio que permanece é a necessidade de melhor integrar a regulamentação da qualidade com a regulação de tarifas. Sabe-se que a melhoria da qualidade requer investimentos em novas instalações e equipamentos, bem como procedimentos e práticas que elevam os custos operacionais. Ambos (investimentos e custos operacionais) elevam o custo do serviço, mas a relação destes fatores com o nível de qualidade não é trivial. É preciso entender melhor essa relação para estabelecer uma regulamentação que proporcione uma remuneração adequada levando em conta a qualidade ofertada.

Embora haja imperfeições na estrutura de incentivos estabelecida e na dosimetria das penalidades, verifica-se que a regulamentação:

- cobre as principais dimensões da qualidade; e
- dispõe dos mecanismos para disciplinar a atuação individual dos diversos agentes de forma a promover ou manter a qualidade do fornecimento nos níveis desejados.

Resta agora tratar da definição sobre o nível de qualidade desejado, desafio enfrentado na próxima seção.

5. COMO PROMOVER O GRAU DE QUALIDADE DESEJADO

5.1 AVALIANDO O CUSTO-BENEFÍCIO DA QUALIDADE

Há duas formas básicas para aprimorar a qualidade. A primeira é por meio de investimentos em ativos. Pode-se, por exemplo:

- ampliar a capacidade das redes de transmissão e distribuição;
- ampliar a redundância na rede;
- adotar uma arquitetura de rede em anel em vez de linear; e
- instalar mais equipamentos de segurança e de monitoramento da rede.

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

Quadro 2:

ENTERRAMENTO DE LINHAS

O enterramento de redes de transmissão e de distribuição é uma demanda comum da sociedade. Embora as redes subterrâneas sejam indicadas em regiões de alta densidade, como no centro de grandes cidades, a decisão de enterrar linhas não é trivial.

Entre os argumentos apresentados pelos proponentes de redes subterrâneas destacam-se a melhoria da qualidade (i.e. melhores índices de continuidade) e o benefício estético de ruas livres dos postes e cabos. O principal argumento contra o enterramento de linhas é o seu custo: o investimento requerido para instalação de redes subterrâneas é muito superior ao de redes aéreas.

Embora sistemas subterrâneos geralmente sejam considerados mais seguros, o seu efeito sobre os indicadores de continuidade não é inteiramente livre de controvérsias.

Redes subterrâneas geralmente apresentam menor frequência de interrupções (FIPC e FEC), mas quando uma interrupção ocorre, a recomposição do sistema tende a ser mais demorada, o que pode resultar em maior duração de interrupção num dado período de apuração (DIPC e DEC). O maior tempo para recomposição do sistema decorre do fato de que a detecção e correção de falhas em redes subterrâneas são mais complexas e demoradas do que em redes aéreas. Tanto é que a regulamentação de transmissão prevê uma tolerância adicional de até 120 horas para a correção de falha em cabos enterrados (inciso X, art. 13 da **Resolução 270/2007** da Aneel). Em redes aéreas, a maior parte das ocorrências pode ser prontamente identificada por meio de inspeção visual no nível da rua, enquanto redes subterrâneas requerem a inspeção em galerias ou mesmo abertura de valas.

A recente experiência de explosões de bueiros no Rio de Janeiro – evento também ocorrido em cidades de países desenvolvidos como Nova Iorque e Washington – serve para demonstrar que redes subterrâneas não são livres de riscos. O acúmulo de gases explosivos nas câmaras subterrâneas, seja de origem dos próprios equipamentos elétricos (resultante do sobreaquecimento de transformadores ou cabos) seja de terceiros (vazamentos de gás canalizado; vazamento de usuários de gás liquefeito de petróleo, conhecido como gás de cozinha; ou mesmo de gás metano decorrente da decomposição de material orgânico nas galerias subterrâneas) pode ocasionar severas consequências.

A questão mais sensível em relação à adoção de redes subterrâneas, no entanto, é seu custo. Quanto a mais o consumidor está disposto a pagar para dispor de redes subterrâneas? Trata-se da questão-chave que os tomadores de decisão precisam responder para definir o futuro de redes de distribuição e, em alguns casos muito particulares, de transmissão.

A forma mais eficaz para se identificar a relação entre o nível de investimento (dispêndio em *capex*, ou bens de capital) e o nível de qualidade (índices de continuidade) é por meio de análises caso a caso, simulando os efeitos de diferentes alternativas de investimento para avaliar o seu impacto sobre os indicadores de qualidade. Trabalhos como de Cyrillo (2011), Cyrillo e Tahan (2009), Pelegrini *et alii* (2003) e Billinton e Allan (1996) ilustram diferentes técnicas que podem ser utilizadas para orientar essa decisão. Os resultados indicam que há uma relação positiva entre os investimentos e o nível de qualidade, mas que os retornos dos investimentos em qualidade são decrescentes: para cada real adicional investido no aprimoramento da qualidade, obtém-se um incremento de qualidade cada vez menor.

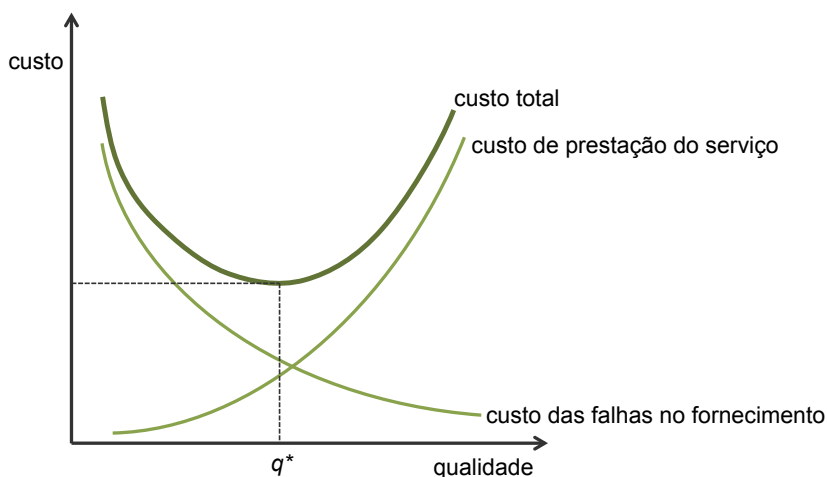
A segunda forma para aumentar a qualidade é elevando os dispêndios nos custos de operação (*opex*). O dimensionamento e qualificação das equipes de manutenção são positivamente associados à qualidade, principalmente com os índices de duração de interrupções (DEC e DIPC). Assim como constatado no *capex*, é razoável considerar que o *opex* guarde uma relação positiva e de retornos decrescentes com a qualidade.

A constatação de que a qualidade apresenta uma correlação positiva com os custos apresenta um dilema de difícil resolução para o regulador: até que ponto deve-se sacrificar a modicidade tarifária para promover maior qualidade? Ou o seu inverso: até que ponto deve-se sacrificar a qualidade para promover maior modicidade tarifária?

Esta questão impõe um grande desafio regulatório.

Uma abordagem utilizada para vencer esse desafio é a atribuição de um valor para a **energia não distribuída**, isto é, a energia que deixou de ser consumida devido à interrupção do fornecimento. A partir desse valor pode-se definir o **nível de dispêndio ótimo em qualidade**, que corresponde ao ponto em que o ganho associado à redução da energia não distribuída decorrente da melhora da qualidade torna-se equivalente ao valor dos dispêndios requeridos para obter tal melhoria de qualidade.

Figura 11: Dispêndio ótimo em qualidade



A figura 11 apresenta esse conceito na forma de um gráfico. Quanto maior o dispêndio em qualidade do fornecimento de energia, menor é o custo incorrido pelos consumidores na forma de interrupções e danos a equipamentos. Isso explica a inclinação descendente da curva de custos incorrida pelos consumidores. Por outro lado, quanto maior a qualidade do fornecimento, maior é o dispêndio requerido das empresas de energia (e, conseqüentemente, da tarifa de energia), o que explica a inclinação ascendente da curva de custos de prestação do serviço. O custo total da qualidade para o consumidor é função da soma dessas duas curvas, o que resulta na curva de custo total.

Com base nessa abordagem analítica, pode-se verificar que o nível ótimo de qualidade corresponde ao ponto q^* no gráfico.

Embora os custos diretamente incorridos pelo consumidor sempre diminuam à medida que a qualidade é aumentada, o custo para prover essa qualidade adicional aumenta a uma taxa mais elevada, o que a faz com que o benefício líquido da elevação da qualidade seja declinante a partir de um determinado patamar.

Essa abordagem tem certo apelo, pois permite a obtenção de uma resposta quantitativa e objetiva, mas ela apresenta algumas limitações. A metodologia requer a atribuição de um valor uniforme para todos os consumidores para a energia não distribuída, quando se sabe que o seu valor varia muito entre os consumidores. Do mesmo modo, a metodologia supõe que há uma relação uniforme entre o investimento e a qualidade, o que também se sabe que varia muito entre empresas e ao longo do tempo.

Embora conceitualmente seja possível identificar o custo de se aprimorar a qualidade, não é possível fazer grandes generalizações, pois as condições variam muito em função da configuração da rede da distribuidora e das condições físico-elétricas de cada área de concessão. Além disso, pode haver grande diversidade de preferências quanto ao valor da qualidade entre diferentes classes de consumidores e entre consumidores localizados em diferentes regiões. Diante dessas constatações poder-se-ia indagar:

- *Por que não perguntar aos consumidores qual o nível de qualidade desejado?*

A indagação pode parecer ingênua num primeiro momento, mas o fato é que ela representa uma fronteira da regulação para a próxima década.

5.2 COMO REGULAR A QUALIDADE

O **engajamento construtivo** (ou *'productive engagement'*, na literatura internacional) é uma nova tendência que vem sendo adotada por reguladores em diversos setores de diferentes países.

Um dos percursores dessa nova abordagem de regulação é o professor Stephen Littlechild, o acadêmico e ex-regulador de energia elétrica no Reino Unido (Littlechild, 2008, 2009, 2011).

Essa abordagem nasce da constatação de que a regulação envolve muito mais do que definir tarifas. A regulamentação, assim como a concorrência de mercado, lida com um **processo de descoberta** evolutivo, segundo o qual as empresas interagem continuamente com os consumidores buscando formas para melhor ajustarem-se às condições mutantes de oferta e demanda. Trata-se de um processo que requer experimentação. Os produtores buscam continuamente novas formas de ofertar seus produtos: diferentes apresentações, formas de precificação, graus de qualidade, substituição de insumos. Por outro lado, os consumidores apreciam a diferenciação e a oportunidade de novas experiências.

Esse processo de descoberta é especialmente importante no contexto de inovações ou de situações que requerem soluções diferenciadas devido à existência de grandes especificidades – seja do lado do ofertante, seja do lado do consumidor.

Do ponto de vista dos reguladores, é muito difícil lidar com esse processo de descoberta: reguladores tendem a buscar a uniformidade de forma a facilitar as justificativas perante a opinião pública, algo que se torna mais difícil quando se oferece tratamento diferenciado para diferentes consumidores ou ofertantes. Reguladores buscam definir metodologias objetivas, calcadas em dados históricos/estatísticos, postura que tem a vantagem de limitar a subjetividade, mas que também gera a desvantagem de desincentivar a inovação.

É por isso que diversos reguladores têm adotado uma nova forma de promover a regulação. Em vez de o regulador definir os padrões de preços e condições de serviço, no engajamento construtivo busca-se aproximar as empresas reguladas de seus consumidores, permitindo que eles negociem diretamente um com os outros. O papel do regulador passa a ser o de um facilitador

do diálogo, embora a responsabilidade final pela definição das tarifas e da qualidade requerida permaneça com o regulador.

Apesar de inspirador, o processo de implementação do engajamento construtivo não é fácil.

Em primeiro lugar, é preciso definir quem afinal ‘representa’ os consumidores. Se houver grupos de consumidores que não são adequadamente representados no processo (o que invariavelmente ocorrerá em maior ou menor grau), o regulador deve zelar pelos interesses dos consumidores mal representados no processo de negociação.

Em segundo lugar, é preciso organizar o processo, estabelecendo prazos, regras e procedimentos. A fim de minimizar riscos, o processo de ‘engajamento construtivo’ deve ser adotado gradualmente: começa-se pela definição de alguns parâmetros e aos poucos se amplia o trabalho para a definição de metodologias e estratégias de desenvolvimento. É importante que o regulador defina as linhas de contorno para a negociação, inclusive prevendo um processo decisório alternativo caso as negociações diretas entre as partes fiquem emperradas ou fracassem.

Em terceiro lugar, é necessário proporcionar as condições para que todas as partes possam legítima e ativamente engajar-se no diálogo produtivo. Para tanto, o regulador deve atuar de forma a assegurar a disponibilização de informações adequadas. Análises feitas pelo regulador (como *benchmarking*, bancos de preços, levantamento do custo de financiamentos, o cálculo do custo de capital) e análises de informações prestadas pela empresa podem ser muito úteis no processo. Membros do corpo técnico especializado do órgão regulador também podem auxiliar os consumidores emitindo pareceres sobre as propostas apresentadas pelas empresas.

Essa abordagem é especialmente indicada para tratar da regulação da qualidade. Como visto nas seções anteriores, atualmente a Aneel define metas de qualidade com base numa análise de *benchmarking* que resulta em metas uniformes para cada *cluster* de conjuntos. No entanto, pode haver muita diversidade de preferências entre consumidores desses diferentes conjuntos. E o custo para obter o mesmo incremento de qualidade pode variar muito entre distribuidoras.

A adoção do engajamento construtivo permitiria maior diversidade de soluções. Alguns conjuntos provavelmente optariam por priorizar a modicidade tarifária, enquanto outros priorizariam a melhoria da qualidade. O processo poderia dar origem a novas formas de tratar a questão, proporcionando ganhos para ambas as partes.

O processo de engajamento construtivo também alteraria a forma de atuação da Aneel. Em vez de tentar exercer o duplo papel de ‘árbitro’ e ‘defensor’ dos consumidores, o regulador passaria a atuar de forma mais neutra, buscando ser um ensejador do diálogo para a promoção do consenso. Esta nova postura aproximaria a Agência do papel idealizado em seu estatuto (**Decreto 2.335/1997**):

“A ANEEL orientará a execução de suas atividades finalísticas de forma a proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade”.

Um ponto de partida natural para essa iniciativa seria engajando os conselhos de consumidores na discussão da qualidade. Na prática, isso significaria ofertar aos consumidores a opção de diversas combinações de custo-qualidade. Esse processo não apenas ajudaria a desvendar as preferências dos consumidores, mas também proporcionaria aos mesmos consumidores um melhor entendimento sobre os dilemas que envolvem as decisões de custo-benefício constantemente enfrentadas pelas empresas e reguladores.

6. CONCLUSÕES

A qualidade do fornecimento de energia elétrica envolve quatro desafios:

1. assegurar a adequação do suprimento, isto é, garantir a capacidade necessária para atender à demanda (equilíbrio estrutural entre oferta e demanda);
2. assegurar a segurança do sistema, isto é, a robustez para suportar contingências;
3. assegurar a conformidade da corrente elétrica de forma a possibilitar o funcionamento adequado dos aparelhos elétricos; e
4. assegurar a prestação do atendimento comercial.

Para atingir esses objetivos é preciso que todos os agentes que compõem o setor elétrico brasileiro (geradoras, transmissoras e distribuidoras) desempenhem suas funções de forma adequada e harmoniosa. Isso requer um conjunto de mecanismos regulatórios para que os agentes internalizem os impactos de sua atuação sobre a qualidade do sistema.

A observação dos indicadores de qualidade sinaliza expressivas melhorias de qualidade na última década, apesar de esta não ser a percepção nem sempre predominante nos meios de comunicação e em fóruns de consumidores.

Como exemplo das melhorias de indicadores de qualidade, entre 1996 e 2013 o índice FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) médio das distribuidoras de eletricidade do país foi reduzido em 52%, enquanto o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) foi reduzido em 30% (Figura 2). Houve constatações semelhantes de tendência de melhora nos seguintes outros indicadores de qualidade tratados ao longo deste *White Paper*:

- o FIPC (Frequência de Interrupção do Ponto de Controle) e o DIPC (Duração da Interrupção do Ponto de Controle), indicadores da transmissão equivalentes aos FEC e DEC da distribuição (Figura 5);
- o indicador de robustez da transmissão que, excluindo as interrupções pequenas (com corte de carga inferior a 100 MW), apresentou uma média de 96,7% no período de 2005-2013 (Figura 6);
- o DRP (índice de duração relativa da transgressão para tensão precária), que representa o percentual das leituras em que o nível de tensão estava na faixa de tensão classificada como precária (Figura 8);
- o DRC (índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica), que indica o percentual de leituras na faixa de tensão crítica (Figura 8);
- a FER (Frequência Equivalente de Reclamação, que mede a quantidade de reclamações procedentes a cada mil unidades consumidoras da distribuidora), que totalizou em 2010 mais de 3,3 milhões de reclamações comerciais recebidas, compilou 3,0 milhões em 2011 e 2,7 milhões em 2012, sendo que 43% dessas reclamações eram improcedentes (Seção 3.4); e
- indicadores de percepção de consumidores, como o ISQP (Índice de Satisfação da Qualidade Percebida) e o IASC (Índice Aneel de Satisfação do Consumidor), de acordo com a Figura 11.

A análise do arcabouço regulatório brasileiro permite concluir que a Aneel dispõe de mecanismos em operação, ou em processo de implementação, para monitorar, coibir e incentivar todos os agentes a agirem de forma a zelar por todas as quatro dimensões da qualidade. O desafio que permanece é a dosimetria das punições e incentivos. Atualmente, a regulação da qualidade não é integrada com a regulação tarifária, o que resulta em distorções.

Finalmente, o engajamento construtivo é uma abordagem regulatória que merece atenção em função de sua promissora capacidade de compatibilização das variáveis “custo” e “qualidade” do ponto de vista do consumidor.

REFERÊNCIAS

- Aneel (2003). *Resolução Normativa nº 688/2003* (Aprova as Regras do Mercado, componentes da versão 3.5, que incorpora incentivo à eficiência de usinas participantes do Mecanismo de Realocação Energia – MRE). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.
- Aneel (2007). *Resolução Normativa nº 270/2007* (Estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica, e dá outras providências). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.
- Aneel (2010). *Direitos e Deveres do Consumidor de Energia Elétrica – Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.
- Aneel (2012a). *Ofício Circular nº 308/2012 – SFG/Aneel* (Regulamentos para Assegurar Segurança de Barragens). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.
- Aneel (2012b). *Nota Técnica nº 100/2012 – SRD/Aneel* (Discussão da regulamentação que trata da classificação de interrupções de energia elétrica ocasionadas por situações adversas e que poderiam ser tratadas de forma diferenciada). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.
- Aneel (2012c). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Brasileiro – Prodist*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.
- Aneel (2013a). *Nota Técnica nº 005/2013 – SRC-SMA* (Regulamentação da metodologia e das metas para os indicadores de qualidade comercial DER – Duração Equivalente de Reclamação e FER – Frequência Equivalente de Reclamação). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.
- Aneel (2013b). *Resolução Normativa nº 574* (Estabelece a metodologia e os limites para os indicadores de qualidade comercial DER – Duração Equivalente de Reclamação e FER – Frequência Equivalente de Reclamação e dá outras providências). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.
- Aneel (2013c). *Resolução Normativa nº 583* (Estabelece os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.
- Aneel (2013d). *Nota Técnica nº 247/2013 – SRD/Aneel* (Análise das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública nº 007/2012, instaurada com o objetivo avaliar melhorias na regulamentação de expurgos associados aos indicadores de continuidade). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.
- Billington, R. e R. Allan (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems*. New York: Plenum Publishing Corporation.
- Brasil (1997). *Decreto nº 2.335/1997* (Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências). Brasília: Diário Oficial da União. Seção 1. 07/10/1997. p. 22377.
- CCEE (2013). *Regras de Comercialização – Módulo de Medição Contábil*, Anexo I. São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.
- CERR (2011). *5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011*. Brussels: Council of European Energy Regulators – CEER.
- Cyrillo, I. e C. Tahan (2009). *Investimentos em Qualidade de Energia Segundo o Custo Social da Energia Não Distribuída*. Blumenau: VIII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2-5 de agosto de 2009.
- Cyrillo, I. (2011). *Estabelecimento de Metas de Qualidade na Distribuição de Energia Elétrica por Otimização da Rede e do Nível Tarifário*. Dissertação de Mestrado. São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

- Grigsby, L. (ed.) (2007) *Electric Power Generation, Transmission and Distribution* (Electric Power Engineering Handbook – 2nd Edition). Boca Raton: CRC Press – Taylor & Francis Group.
- Instituto Acende Brasil (2011). *Tarifas de Energia e os Benefícios da Regulação por Incentivos*. White Paper 3, São Paulo, 24 p.
- Instituto Acende Brasil (2012). *Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações*. White paper 7, São Paulo, 52 p.
- Littlechild, S. (2008). *Constructive engagement and negotiated settlements – a prospect in the England and Wales water sector?* Mimeo. Cambridge: University of Cambridge.
- Littlechild, S. (2009). *RPI-X regulation: Ofgem's RPI-X@20 review and the scope for more customer involvement*. Network: The Australian Competition and Consumer Commission for the Utility Regulators Forum 34: 1-10.
- Littlechild, S. (2011). *Frontiers of Rate Regulation: Theory and Practice*. São Paulo: Brazil Energy Frontiers 2011.
- ONS (2009). *Procedimentos de Rede*. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema.
- Pelegriani, M.; M. Gouvêa; S. Ahn; F. Hage (2003). *Sisquali: Uma ferramenta de planejamento de redes de distribuição utilizando parâmetro de qualidade*. Aracaju: V Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica.

COMO REFERENCIAR ESTE TRABALHO:

Instituto Acende Brasil (2014). *Qualidade no Fornecimento de Energia Elétrica: Confiabilidade, Conformidade e Presteza*. White Paper 14, São Paulo, 36 p.

Presidente: Claudio J. D. Sales

Diretor Executivo: Eduardo Müller Monteiro

Assuntos Econômicos e Regulatórios: Richard Lee Hochstetler

Desenvolvimento Sustentável: Alexandre Uhlig

Pesquisa e Desenvolvimento: Alia Rached

Assuntos Administrativos: Eliana Marcon

Cursos e Eventos: Melissa Oliveira

Secretária: Ingrid Santos

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que desenvolve ações e projetos para aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro.

Para alcançar este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico Brasileiro.

Atuar como um Observatório significa pensar e analisar o setor com lentes de longo prazo, buscando oferecer à sociedade um olhar que identifique os principais vetores e pressões econômicas, políticas e institucionais que moldam as seguintes dimensões do Setor Elétrico Brasileiro:



AGÊNCIAS
REGULADORAS



GOVERNANÇA
CORPORATIVA



IMPOSTOS E
ENCARGOS



LEILÕES



MEIO AMBIENTE
E SOCIEDADE



OFERTA DE
ENERGIA



RENTABILIDADE



TARIFA E
REGULAÇÃO

ENDEREÇO

Rua Joaquim Floriano, 466
Ed. Corporate • Conj. 501 • Itaim Bibi
CEP 04534-004 • São Paulo • SP
Telefone: +55 (11) 3704-7733

www.acendebrasil.com.br