

IMPACTO DA MEDIÇÃO INTELIGENTE NA CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Júlia Rambo Hammarstron
Alzenira da Rosa Abaide
Marcelo Weber Fuhrmann
Priscila Ebert

UFSM

RESUMO

Interrupções de energia são necessárias para que se façam obras de melhorias na rede de distribuição de energia, e também para que dispositivos de proteção atuem quando ocorre um defeito. Porém, é possível reduzir o tempo de interrupção no caso de uma ocorrência de longa duração se a concessionária obtiver a localização exata do problema. A troca de medidores convencionais por inteligentes deve proporcionar essa localização, com a consequente redução do indicador de duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e da energia não suprida (ENS) do sistema. Este trabalho tem como objetivo verificar o ganho em confiabilidade com a troca de medidores convencionais por inteligentes, por meio de cenários de trocas determinados pelo Método de Monte Carlo, verificando o seu impacto no DEC e ENS em um determinado conjunto de UCs.

Palavras-chave: Sistema de Distribuição; Confiabilidade; Medidores Inteligentes.

ABSTRACT

Power outages are necessary in order to make improvement works in power distribution system, and also for the operation of protective devices when a fault occurs. It is possible to reduce the time of maintenance if the utility obtains the exact location of the defect. The replacement of conventional meters to smart should provide that location, with the consequent reduction of the equivalent length indicator of interruption per consumer unit (DEC) and the energy not supplied (ENS) of the system. This study aims to verify the gain in reliability with the replacement of conventional meters to smart through exchanges scenarios determined by the Monte Carlo Method, checking its impact at DEC and ENS.

Keywords: Distribution System, Reliability, Smart Meters.

1. INTRODUÇÃO

Interrupções no fornecimento de energia geram prejuízos, especialmente quando se fala de comércio e indústrias, que correm o risco de perder a produção. Porém, é inevitável que elas ocorram, pois são necessárias obras de expansão e manutenção, tanto corretiva quanto preventiva, além dos dispositivos de proteção precisarem atuar no caso de algum defeito.

No Brasil, a continuidade do fornecimento é regulada por meio de indicadores específicos, que determinam o tempo e o número máximo de interrupção em determinado conjunto de unidades consumidoras (UCs), para intervalos mensais, trimestrais e anuais. Os consumidores são compensados no caso de ultrapassagem dos limites estabelecidos. Por isso, procura-se tornar o processo de restauração da energia mais ágil, reduzindo o impacto da interrupção aos consumidores e às concessionárias.

A troca de medidores convencionais por medidores inteligentes proporciona uma localização mais exata do defeito na rede, devido à comunicação bidirecional dos medidores com a central de comando, o que reduz o tempo de atendimento das ocorrências e, conseqüentemente, reduz o tempo de interrupção de energia. O tempo de atendimento à ocorrências emergenciais é enviado pela concessionária para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), todos os meses, e reflete também a qualidade do serviço prestado. Apesar de não gerar multas diretamente, gera indiretamente, pois é refletido nos indicadores de continuidade.

Considerando que há redução no tempo de atendimento à ocorrências emergenciais, com conseqüente redução no tempo de interrupção, realizou-se um estudo em uma concessionária do interior do Rio Grande do Sul, com o objetivo de estabelecer o ganho em confiabilidade com a implantação de medidores inteligentes. O foco do estudo se encontra em estabelecer a redução do indicador de duração equivalente de interrupção por UC (DEC) e o ganho em faturamento pela redução da Energia não Suprida (ENS), energia essa que deixa de ser vendida devido a sua falta.

2. REDE ELÉTRICA INTELIGENTE E A CONFIABILIDADE

Redes Elétricas Inteligentes (REI) são as redes que utilizam tecnologia digital avançada para o monitoramento e gerenciamento do transporte da energia elétrica em tempo real, sendo o fluxo de energia e de informações, bidirecional entre o cliente e o sistema de fornecimento. É uma das fortes tendências de modernização do sistema elétrico em inúmeros países (CGEE, 2012).

Segundo Galvin e Yeager (2009), pode-se destacar algumas características de REIs: Auto recuperação: análise, detecção, resposta

e reparação de possíveis falhas automaticamente; Qualidade de Energia: melhoria da qualidade da energia fornecida; Empoderamento do consumidor: inclusão de novos equipamentos e análise do comportamento dos consumidores no planejamento e operação do sistema; Tolerância a ataques externos: capacidade de solucionar e resistir a ataques físicos e cyber ataques; Favorecer o mercado varejista e a micro geração; Possibilitar a inserção de geração distribuída.

As REIs abrangem a geração, transmissão, distribuição, consumidor, mercados, operadores de rede e provedores de serviço (NIST, 2012). A Figura 1 ilustra esse modelo.

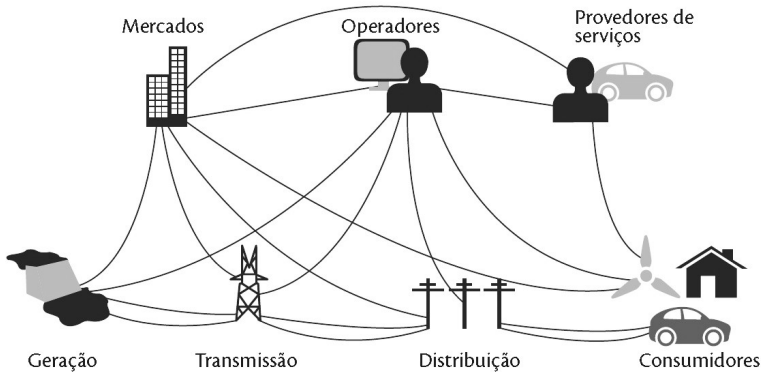


Figura 1 – Modelo conceitual de REI (NIST, 2012)

A ANEEL considera o processo de conversão do sistema elétrico para o inteligente revolucionário no que diz respeito aos consumidores, provocando impulso grande no sistema de distribuição, moderado na transmissão e pequeno na geração centralizada (CGEE, 2012). Para se implantar uma REI, é necessária a medição avançada.

Medição avançada refere-se a um sistema que compreende medidores digitais com capacidade de processamento, armazenamento e comunicação, infraestrutura para comunicação bidirecional e software de aplicação que permite a aquisição automática de dados em intervalos de tempo configurável, envio de dados (comando e controle) remotamente para o medidor e sistema de gerenciamento, oferecendo recursos tais como gerenciamento de ativos, informação de segurança e análise de dados. Neste sentido, o medidor tornou-se um nó computacional (entidade) e, portanto, inteligente (CGEE, 2012, p.101).

Por meio da comunicação bidirecional de informações, espera-se que a leitura da demanda individual seja automática, automatizando a coleta de dados para faturamento, a realização de cortes e religamentos de consumidores, disponibilização de informações de preço da energia, detecção de furtos de energia e detecção de faltas e despacho de equipes de manutenção com maior precisão e rapidez, afetando a confiabilidade pela redução dos indicadores de continuidade. A confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica afeta a saúde e segurança pública, o crescimento econômico e o desenvolvimento e bem-estar social (Lawrence Berkeley National Laboratory, 2009 apud U.S. Department of Energy, 2012).

Confiabilidade é a probabilidade de que um sistema, equipamento ou componente desempenhe a função para o qual foi projetado por um dado período de tempo, sob um conjunto específico de condições. “A qualidade é uma fotografia do início da vida de um produto, enquanto a confiabilidade é um filme de sua operação diária” (VIALI, s.d.).

A maioria das interrupções de energia é causada por danos relacionados com o tempo: ventos, gelo e neve podem ocasionar o toque de árvores na rede. Contato de animais, acidentes com veículos, falha de equipamento e erro humano também contribuem para a falta de energia. Essas faltas são especificadas, segundo o Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE): Grandes Eventos: aqueles que excedem o projeto e/ou limites operacionais do sistema, afetando uma grande porcentagem de clientes atendidos; Interrupções sustentadas: classificadas como eventos momentâneos que duram mais de cinco minutos; Interrupções momentâneas: breve perda de energia em um ou mais clientes, causada pela abertura e fechamento de dispositivos de proteção (IEEE Standard 1366TM, 2012 apud U.S. Department of Energy, 2012).

As interrupções de longa duração possuem limite máximo definido pela ANEEL, e são controladas por ela por meio de indicadores especificados nos Procedimentos de Distribuição (ProDist), módulo 8. São quatro indicadores individuais, calculados para cada UC, considerando interrupções de longa duração (maior ou igual a 3 minutos): Duração de Interrupção Individual por UC (DIC), dado em horas; Frequência de Interrupção Individual por UC (FIC), dado em número de interrupções; Duração Máxima de Interrupções por UC (DMIC), dado em horas; Duração de Interrupção em Dia Crítico (DICRI), dado em horas.

Esses indicadores demonstram a quantidade e o tempo total de interrupções para cada consumidor, sendo avaliados mensal, trimestral e anualmente. Além dos indicadores individuais, há também os coletivos, chamados de “equivalentes”, que representam as interrupções em um conjunto de UCs, sendo esse conjunto considerado os consumidores ali-

mentados por uma mesma subestação. Os indicadores desses conjuntos são os seguintes: Duração Equivalente de Interrupção por UC (DEC), dado em horas e Frequência Equivalente de Interrupção por UC (FEC), dado em número de interrupções.

Os limites dos indicadores de conjuntos de UCs (DEC e FEC) são disponibilizados por meio de audiência pública e publicados em resolução específica. Os limites dos indicadores individuais (DIC, FIC e DMIC) são definidos de acordo com a localização e tensão contratada de cada UC. Os indicadores individuais, se violados, implicam em compensações financeiras aos consumidores, sendo essas compensações definidas pelo Módulo 8 do ProDist (ANEEL, 2015).

A duração das interrupções é afetada diretamente pelo atendimento dado à ocorrência. É por isso que o módulo 8 do ProDist define que o tempo de atendimento a ocorrências emergenciais também deve ser enviado à ANEEL, como forma de avaliação da qualidade do serviço prestado. O tempo de atendimento à ocorrências emergenciais é apurado mensalmente, sendo dividido em três: tempo médio de preparação (TMP): tempo decorrido entre o recebimento da reclamação de falta de energia e a alocação da equipe de atendimento; tempo médio de deslocamento (TMD): tempo decorrido entre a equipe ser alocada e encontrar o provável defeito/falha; tempo médio de execução (TME): tempo decorrido entre a equipe localizar o defeito/falha e restabelecer o fornecimento de energia.

4. METODOLOGIA PROPOSTA

A instalação de medidores inteligentes permite que a concessionária saiba da falta no instante em que ocorre, e com uma localização mais precisa do defeito. Assim, o tempo necessário pela equipe para essa localização é reduzido. Com a redução do tempo de atendimento das ocorrências, o tempo de interrupção também é reduzido, e há impacto nos indicadores de continuidade e na energia não suprida (ENS).

Primeiramente, é necessário um banco de dados com as informações referentes a todas as interrupções ocorridas no tempo de estudo determinado. Nesse banco de dados constam os horários de início e término da ocorrência, os tempos de atendimento TP, TD e TE, a energia que deixou de ser vendida em cada interrupção (Energia não Suprida – ENS), além do número da ocorrência, um identificador do local de ocorrência da falha e número de consumidores atingidos, entre outros.

No caso de ter-se um banco de dados com a identificação dos consumidores atingidos, torna-se mais fácil de estabelecer a sequência de trocas a ser realizada, verificando qual consumidor foi mais atingido, a região de maiores problemas, e os verdadeiros efeitos das tro-

cas de medidores convencionais por inteligentes. Com um banco de dados que não menciona os clientes afetados, mas tão somente a quantidade de clientes interrompidos, é necessário que se adote uma metodologia para essa avaliação. Este estudo é baseado no Método de Monte Carlo (MMC).

O MMC originou-se por meio da aleatoriedade e repetição de atividades realizadas em cassinos em Monte Carlo. Consiste da geração artificial de valores aleatórios, totalmente independentes entre si, utilizando de funções de densidade de distribuição de probabilidades na geração dos números. O resultado é obtido por meio de técnicas estatísticas sobre o número de realizações (NASSER, 2012; MOREIRA, 2010).

Nasser (2012) apresenta um exemplo simples, com função de esclarecimento da técnica: a probabilidade de ocorrência do número 7 ao jogar-se dois dados comuns de seis faces. As incertezas são o resultado de cada dado ao ser jogado. Os números que essas incertezas podem assumir estão entre 1 e 6, com mesma probabilidade de ocorrência, logo a FDP leva a um desses valores. A geração de dois valores pseudo-aleatórios representará o resultado obtido, dois valores inteiros entre 1 e 6. O resultado é dado pela soma dos resultados dos dois dados, valores entre 2 e 12. Repetindo-se a geração de dois valores aleatórios e verificando-se o resultado de sua soma, consegue-se obter uma amostra suficientemente grande, com n realizações. Assim, pode-se contar quantas vezes obteve-se o resultado 7 e dividir pelo tamanho da amostra, obtendo-se a probabilidade da ocorrência.

São considerados 2 (dois) cenários distintos: o primeiro, por meio da aplicação do Método de Monte Carlo, define 5 trocas de medidores, uma por ano, utilizando como FDP a frequência de falhas. A análise é feita segundo os identificadores de cada interrupção, não havendo informações específicas de consumidores afetados. Para cada troca, são realizados os cálculos de confiabilidade e definidos DEC e ENS. O segundo cenário faz a troca total dos medidores logo no primeiro ano de estudo e verifica qual seria o resultado de DEC e ENS se em cinco anos de estudo houvesse uma redução no tempo de atendimento a ocorrências. A Figura 2 apresenta o fluxograma da metodologia utilizada.

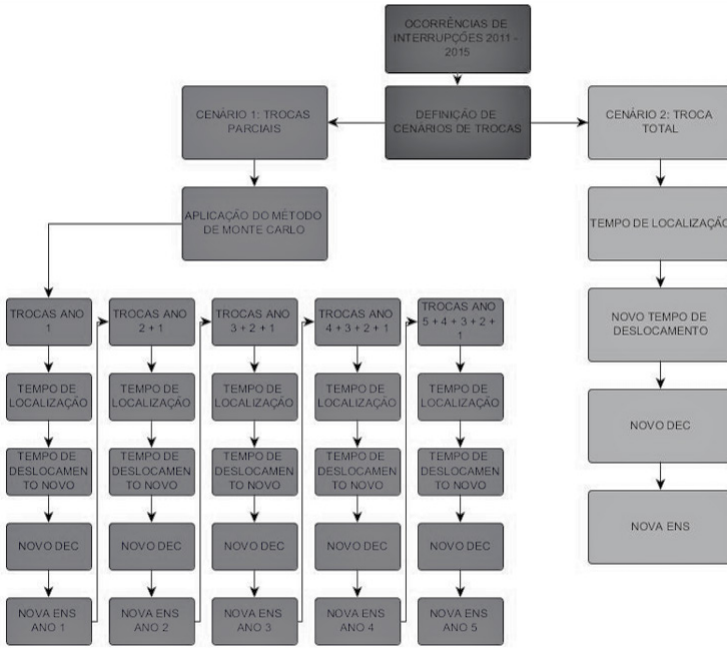


Figura 2 – Metodologia utilizada

Para definir-se a redução no DEC obtida com a instalação dos novos medidores, é necessário que seja determinado o tempo de localização do defeito. Para tanto, é estimado o tempo médio de deslocamento por localização do defeito (TMD_i). Esta definição é registrada pela equipe de manutenção. O tempo de localização é encontrado por meio da equação 1.

$$t_{local} = TD_i - TMD_i \tag{1}$$

Sendo: t_{local} tempo de localização do defeito; TD_i tempo de deslocamento registrado na interrupção i antes da instalação dos medidores inteligentes; TMD_i tempo médio de deslocamento definido por localidade.

Com o tempo de localização por ocorrência, encontra-se o tempo de deslocamento novo, dado após a instalação dos medidores inteligentes. Para efeitos de cálculo, considera-se que o tempo de localização após instalação de medidores inteligentes é nulo. O novo tempo de deslocamento é dado pela equação 2.

$$TD_{novo} = TD_i - t_{local} \tag{2}$$

Sendo: TD_{novo} o tempo de deslocamento após a instalação dos medidores, calculado por interrupção.

É possível simplificar as equações 1 e 2 na equação 3.

$$TD_{novo} = TMD_i \quad (3)$$

Com o novo tempo de deslocamento, calcula-se o novo tempo de interrupção por ocorrência, somando-se TP, TE e TD_{novo} . Assim, é possível calcular o DEC novo, por meio da aplicação da equação 4 e 5, para cada ocorrência de interrupção.

$$DIC_{novo} = \sum_{i=1}^n t_{novo}(i) \quad (4)$$

$$DEC_{novo} = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC_{novo}(i)}{Cc} \quad (5)$$

Sendo: DEC_{novo} duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora, após a instalação dos medidores inteligentes; DIC_{novo} duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora, após a instalação dos medidores inteligentes; i índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a n ; n número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração; $t_{novo}(i)$ tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração, após a instalação dos novos medidores; Cc número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

O DEC mensal é a soma dos DEC's de cada interrupção ocorrida dentro do mesmo mês, e o DEC anual é obtido por meio da equação 6.

$$DEC_{novo,anual} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [DEC_{novo,n} \cdot Cc_n]}{Cc_{MED_ANUAL}} \quad (6)$$

Sendo: $DEC_{novo,n}$ valor mensal do DEC apurado no mês n , com 2(duas) casas decimais, após a instalação dos medidores; $DEC_{novo,anual}$ valor do DEC no período de apuração anual, com 2 (duas) casas decimais, após a instalação dos medidores; Cc_n número de unidades consumidoras do conjunto faturadas e atendidas em BT ou MT informado no mês n ; Cc_{MED_ANUAL} média aritmética do número de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT, faturadas no período anual, com 2 (duas) casas decimais.

Para o cálculo da nova ENS, por interrupção, utiliza-se a equação 7.

$$ENS_{nova,i} = \frac{ENS_i}{DEC_i} \cdot (DEC_{nova,i}) \quad (7)$$

Sendo: $ENS_{nova,i}$ (R\$) Energia não suprida depois da instalação dos medidores inteligentes na interrupção i ; ENS_i Energia não suprida na interrupção i , no sistema com medidores convencionais; DEC_i DEC antes da instalação dos medidores na interrupção i ; $DEC_{nova,i}$ DEC depois da instalação dos medidores na interrupção i .

Com a ENS após a instalação dos medidores, calculada por interrupção, para encontrar a ENS mensal basta somar as ENS de cada interrupção do mês.

Assim também para encontrar a ENS nova anual. Pode-se calcular a perda financeira ocasionada pela ENS, por meio da equação 8.

$$ENS (R\%)_{nova,i} = ENS_{nova,i} \cdot T \quad (8)$$

Sendo T a tarifa mensal estipulada anualmente, sem impostos.

Encontrando-se a perda financeira ocasionada por interrupção, obtém-se a perda mensal e anual somente somando as perdas com ocorrência no mesmo mês ou ano.

5. ESTUDO DE CASO

O estudo é realizado com base em um banco de dados real de uma concessionária brasileira. Esse banco de dados possui informação de todas as interrupções de longa duração ocorridas na área de concessão em um período de cinco anos, de 2011 a 2015. Porém, não indica os consumidores que foram afetados por cada interrupção, podendo um mesmo consumidor ser afetado por mais de uma interrupção, não sendo isso discriminado.

Por meio dos identificadores de cada interrupção chegou-se a uma determinada frequência em que estes eram interrompidos. Assim, obteve-se dois cenários distintos: o primeiro, aplicando-se o Método de Monte Carlo, utilizando simulações para cinco trocas, uma para cada ano de estudo, sendo os números aleatórios gerados, representantes dos identificadores de cada interrupção ocorrida durante esses anos. Assim, obteve-se uma possível ordem na troca de medidores para cada ano. O segundo cenário consiste do resultado da redução de DEC e ENS caso todos os medidores da concessão fossem trocados no ano 1, 2011.

Assim, no cenário 1, considera-se a redução no tempo de atendimento, somente dos identificadores selecionados por meio de MMC.

As demais interrupções consideram os valores das variáveis como sendo os mesmos da planilha em estudo. No cenário 2, todas as interrupções são afetadas pela troca de medidores, portanto, todas as interrupções consideram que há uma redução no tempo de atendimento.

5.1. Cenário 1

No cenário 1, realizando as trocas parciais de medidores convencionais por medidores inteligentes, por meio do Método de Monte Carlo, são realizados os cálculos de END e ENS, conforme a tabela 1.

Tabela 1 – Simulação de trocas parciais, cenário 1

ANO	DEC original	DEC novo	DEC Meta	ENS original	ENS nova
2011	41,00	40,86	14	R\$ 62.671,92	R\$ 59.018,31
2012	19,81	19,66	13	R\$ 42.594,79	R\$ 38.490,46
2013	24,12	24,00	13	R\$ 23.401,61	R\$ 23.267,76
2014	13,27	13,10	13	R\$ 28.966,47	R\$ 29.056,33
2015	11,84	11,65	11	R\$ 34.095,00	R\$ 31.355,80

É possível perceber a redução tanto do indicador DEC quando da ENS. A ANEEL estabelece metas anuais desse indicador, que pode ser visto que foi ultrapassado em todos os anos de estudo. No ano de 2015, com a instalação dos medidores inteligentes, mesmo por meio do método de trocas parciais, é possível reduzir o DEC abaixo da meta.

5.2. Cenário 2

O cenário 2 apresenta, já no primeiro ano de estudo, a troca total de medidores por medidores inteligentes. A tabela 2 apresenta os resultados obtidos.

Tabela 2 – Simulação de trocas parciais, cenário 2

ANO	DEC original	DEC novo	DEC Meta	ENS original	ENS nova
2011	41,00	40,33	14	R\$ 62.671,92	R\$ 58.571,08
2012	19,81	19,51	13	R\$ 42.594,79	R\$ 38.336,04
2013	24,12	23,88	13	R\$ 23.401,61	R\$ 23.217,59
2014	13,27	12,98	13	R\$ 28.966,47	R\$ 28.696,49
2015	11,84	11,26	11	R\$ 34.095,00	R\$ 30.188,51

Não diferente do cenário 1, o cenário 2 também reduz o indicador e a ENS, porém é possível perceber uma redução um pouco maior. Novamente, no ano de 2015 a troca dos medidores ocasiona um DEC

abaixo da meta estipulada pela ANEEL.

6. RESULTADOS E CONCLUSÕES

O estudo realizado considera a redução no tempo de localização do defeito no caso de uma interrupção, o que afeta DEC e ENS. Para um cenário de troca de 100% dos medidores, nos cinco anos considerados, seria possível aumentar cerca de 6,54% ao ano o faturamento da concessionária, somente pela redução da ENS. Além disso, o DEC do conjunto de UCs é reduzido em média 8,64% ao ano no período de estudo.

Para um cenário de trocas parciais, em que a cada ano uma parte das UCs tem seus medidores trocados por medidores inteligentes, é possível perceber a redução do indicador em aproximadamente 8,26% ao ano, e a ENS de 5,83% ao ano. É notável como o DEC pode ser influenciado se a estratégia de trocas for bem colocada. Quanto maior a frequência de interrupção de determinada região, maior a necessidade de troca de seus medidores. Da mesma maneira ocorre com a redução da ENS.

Além da redução da ENS e do DEC, é provável que haja impacto sobre as compensações financeiras aos consumidores, já que estas são guiadas pela violação dos limites fixados pela ANEEL para os indicadores individuais. Os cálculos de compensações financeiras não foram realizados, não sendo o objetivo desse trabalho, mas abre a possibilidade de uma pesquisa posterior.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CGEE. Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional. Brasília, DF. 2012. 172 p.

R. GALVIN E K. YEAGER. Perfect Power: How the Microgrid Revolution Will Unleash Cleaner, Greener, and More Abundant Energy. New York: McGraw-Hill, 2009.

NIST, NIST & The Smart Grid, NIST, 2012. Disponível em: <<http://www.nist.gov/smartgrid/nistandsmartgrid.cfm>> Acesso em Outubro de 2014.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Reliability Improvements from the Application of Distribution Automation Technologies – Initial Results. Dezembro, 2012. Disponível em: <https://www.smartgrid.gov/files/Distribution_Reliability_Report_-_Final.pdf>. Acesso em: Junho de 2016.

VIALI, L. Confiabilidade (Reliability). Notas de aula: Estatística Avançada. S.d. Disponível em: < <http://www.pucrs.br/famat/viali/graduacao/producao/multivariada/material/laminaspi/Confiabilidade.pdf>>. Acesso em: Junho de 2016.

ANEEL, PRODIST Módulo 8, Rev. 6. 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1877>. Acesso em 11 Setembro 2015.

MOREIRA, D. A. Pesquisa Operacional: Curso Introdutório. 2.ed. Cengage Learning, São Paulo, SP, 2010. 356 p.

NASSER, R. B. McCloud Service Framework: Arcabouço para desenvolvimento de serviços baseados na Simulação de Monte Carlo na Cloud. 2012. 107p. Dissertação –PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. Disponível em: <http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/1012652_2012_cap_3.pdf> Acesso em 7 de março de 2016.

