

# ANÁLISE DA CONFIABILIDADE E QUALIDADE DE ENERGIA NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS.

Maria Clara Ferreira Almeida da Silva, Universidade Federal de Santa Maria, +5555991457098,

E-mail: [claraalmeida6@gmail.com](mailto:claraalmeida6@gmail.com)

Vinicius Jacques Garcia, Universidade Federal de Santa Maria, E-mail: [viniciusjg@gmail.com](mailto:viniciusjg@gmail.com)

Daniel Pinheiro Bernardon, Universidade Federal de Santa Maria, E-mail: [dpbernardon@ufsm.com](mailto:dpbernardon@ufsm.com)

Marco Antônio Ferreira Boaski, Universidade Federal de Santa Maria,

E-mail: [ferreirab.marco@gmail.com](mailto:ferreirab.marco@gmail.com)

Leandro Dutra Marques, RGE Sul, E-mail: [leandro.marques@rgesul.com.br](mailto:leandro.marques@rgesul.com.br)

Roberto André Pressi, RGE Sul, E-mail: [roberto.pressi@rgesul.com.br](mailto:roberto.pressi@rgesul.com.br)

Daniel Sperb Porto, RGE Sul, E-mail: [daniel.porto@rgesul.com.br](mailto:daniel.porto@rgesul.com.br)

## Overview

The important scenery that required for improving the reliability and levels quality in power systems, regarding the service quality like period and frequency of outages, intensified the need for a good plan to expand the systems ensuring the operation in all of period planning, keeping the customer satisfaction, regulation laws of power sector and the capital return.

This paper deals with the developing of computer algorithms that address the remotely controlled switch allocation problem using a Logical-structural matrix, in order to improve the reliability index on power systems, contributing with the optimization of expansion plan beyond the commonplace methods.

**Keywords** - reliability, planning, optimization, logical-structural matrix

## 1. Introdução

A necessidade de aprimoramento nas técnicas e metodologias que garantem a confiabilidade do sistema elétrico de potência em constante expansão é uma pauta de importante discussão para o setor elétrico, dada a relevância e a exigência de altos patamares de qualidade da energia elétrica produzida e entregue ao consumidor.

Com o crescimento populacional constante e o natural aumento da demanda de energia, o sistema sofre uma acelerada expansão, que não necessariamente é seguida na mesma velocidade pelos investimentos no setor e avanços tecnológicos. Sabe-se que o planejamento da expansão dos sistemas elétricos adequa-se para responder ao seus requisitos básicos, que é a demanda de energia conservando critérios específicos e adequados de segurança e qualidade, entretanto desconsidera, muitas vezes, os aspectos que rodeiam a confiabilidade do sistema.

Como um importante fator na definição do planejamento do sistema elétricos, a avaliação da confiabilidade está conectada diretamente à exigência em relação à continuidade do fornecimento e a tolerância em relação às interrupções curtas e longas. Hoje o fornecimento de energia de qualidade e contínua está intrínseco em todas as atividades, econômicas ou não, da sociedade. Com isso a variação das condições de operação do sistema, causada por fatores externos ou não, pode definir a qualidade

do serviço prestado pela concessionária de energia.

Com o objetivo de prever os indicadores de qualidade e confiabilidade da rede em casos de expansão do sistema de distribuição, este estudo propõe uma metodologia baseada em matrizes lógico-estruturais que busca, dentro da ótica citada, prever e garantir as metas propostas para os indicativos de confiabilidade, visando inclusive a redução dos índices de duração e frequência de interrupções (DEC e FEC) para o sistema que será expandido, e assim adotando tais índices como critérios para o plano de ações ou reestruturação da rede.

## **2. Os Indicadores de Confiabilidade Individuais e Coletivos**

Ao analisar uma determinada rede, os indicadores de confiabilidade se apresentam como sinal para a qualidade do fornecimento de energia, averiguando o comportamento das interrupções ocorridas em determinada rede. É através do módulo 8 do PRODIST que a ANEEL apresenta os parâmetros que estes indicadores devem seguir, tanto de forma individual quanto coletiva, os procedimentos que devem ser utilizados para apurar tais ocorrências e as penalidades impostas para o não cumprimento das regras estabelecidas.

Individualmente considera-se a duração e frequência das interrupções (DIC e FIC), a duração máxima de interrupção contínua(DMIC) e a duração de interrupções ocorridas em dias críticos da rede (DICRI), estes levando em consideração cada unidade consumidora ou ponto de conexão.

Já os indicadores coletivos, estabelecidas as áreas de segregação da distribuidora, consideram o desempenho de conjuntos e para cada um deles observa-se a duração e frequência equivalentes de interrupção por unidade consumidora (DEC e FEC), considerando o número total de unidades consumidoras faturadas pelo conjunto ou região e o índice de unidades atendidas em baixa ou Média tensão.

Na visão do consumidor a confiabilidade se refere não só aos indicadores que são apresentados na sua fatura mensalmente, mas à sua disponibilidade quando lhes convém. Sendo assim, a capacidade do sistema deve estar associada aos seus índices de confiabilidade e, à medida que a demanda cresça, esteja preparado para suprir tal necessidade. Com isso define-se a necessidade da realização de planejamentos que levem em consideração tais critérios na expansão do sistema de distribuição de energia.

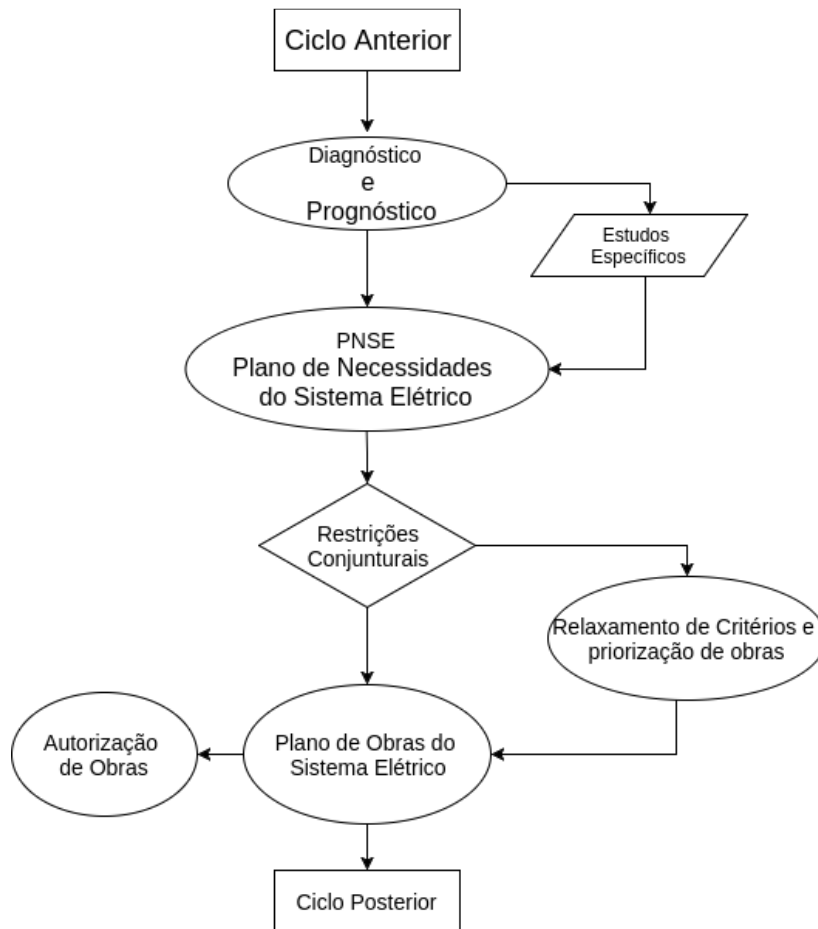
## **3. A expansão do sistema no cenário atual**

A Agência Nacional de Energia Elétrica(ANEEL) determina os parâmetros necessários para o funcionamento do sistema elétrico e as diretrizes necessárias para planejamento da expansão do sistema de distribuição de alta e média tensão. No módulo 2 do PRODIST encontra-se uma série de critérios que abrangem desde o cálculo da previsão da demanda até as definições de níveis de tensão e qualidade da energia entregue ao consumidor. O PRODIST também define alguns aspectos necessários para o estudo de planejamento a curto e longo prazo, determinando os documentos e informações mínimas que este planejamento deve abordar.

Entretanto, as etapas do estudo e da realização de um planejamento da expansão do sistema de distribuição é estabelecido pela concessionária, contanto que obedeça a todos os critérios prescritos, podendo ou não ser sistematizado e adotar objetivos específicos. Com o avanço da tecnologia de informação e a crescente necessidade de melhoria da rede, a expansão do sistema tornou-se objeto de estudo no quesito planejamento, observando demais critérios que não são especificados nos procedimentos de distribuição(PRODIST).

Sendo assim, cada concessionária estabelece seu próprio plano de expansão, considerando o planejamento estratégico e orçamentário da empresa, assim como seu posicionamento quanto ao mercado, e determina a metodologia utilizada na realização do seu planejamento da expansão do sistema elétrico.

A RGE Sul tem como etapas de planejamento a determinação e estudo específico vinculado a um plano de necessidade do sistema elétrico, o qual é apresentado na figura 1 através de um fluxograma do processo de planejamento e realização de obras.



*Figura 1 - Fluxograma de planejamento exercido pela concessionária*

As etapas de diagnóstico e prognóstico avaliam as condições de atendimento do sistema em relação ao cenário e prevêm a crescimento da rede para uma determinada demanda baseada no histórico de crescimento demográfico para a elaboração do PNSE. Os estudos específicos contemplam diversos aspectos, incluindo a confiabilidade do sistema em relação às mudanças planejadas, essas melhorias são priorizadas seguindo a Teoria de Decisão Multi Atributos, a qual alinha a criticidade do sistema estudado aos critérios da ANEEL.

#### 4. Metodologia proposta

O método proposto por este estudo consiste em avaliar a topologia e os dados obtidos através da análise histórica do comportamento da rede existente e propor mudanças no plano de ações da expansão iterativamente, contribuindo para resultados positivos nos indicadores de confiabilidade e buscando uma solução ótima para o planejamento da expansão. A figura 2 apresenta o fluxo de etapas adotadas na metodologia proposta.

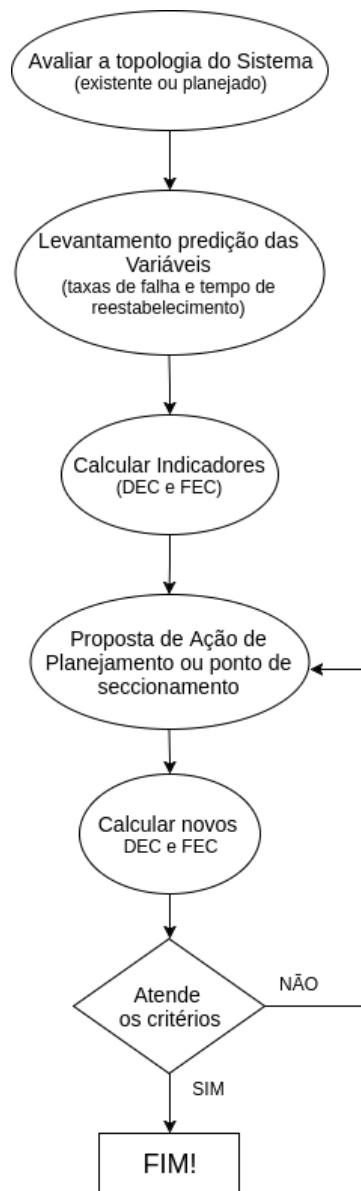


Figura 2 - método proposto

Como visto na figura 2, as mudanças na topologia da rede ou no plano de ações são sugeridas a partir

da avaliação dos valores de DEC e FEC, calculados a cada iteração ocorrida. A ferramenta adotada para calcular os indicadores é a matriz lógico-estrutural (MLE).

#### 4.1. Construção da Matriz Lógico Estrutural

Ao identificar cada elemento seccionador da topologia de rede estudada, são definidos os parâmetros de cada um destes pontos e organizamos-os em linhas e colunas da nossa MLE para obter o DEC e FEC de cada iteração. Dentre os parâmetros que representam a rede estão a taxa de falha anual por extensão da rede, o tempo de restabelecimento de energia e o número de consumidores que cada ponto atende.

A MLE é alimentada de dados que representam os parâmetros citados, dos quais nas suas colunas têm os dados dos equipamentos seccionadores, podendo ser de proteção ou manobra, e nas linhas tem-se a representação das cargas conectadas, ou seja, os consumidores representados por transformadores de energia. Assim são inseridos, em cada célula da matriz, os tempos de restabelecimento multiplicados pela taxa de falha ( $\lambda$ ) de cada equipamento de seccionamento.

Em se tratando dos tempos de restabelecimento necessários para o cálculo dos indicadores, algumas variáveis aleatórias são adotadas, representando os diferentes tempos analisados. Para o tempo de restabelecimento para o fornecimento de energia aos consumidores, considerando possíveis falhas dos equipamentos é definido na MLE pela variável  $t_r$ . Avaliando a possibilidade de isolar parte do grupo de consumidores através de equipamentos de seccionamento e restabelecer a alimentação através da rede a jusante ou montante, adotamos a variável  $t_i$  para representar o tempo de isolamento. Por fim analisa-se o tempo de transferência dos consumidores já isolados que não se encontram em um trecho sob falha, sendo esse definido por  $t_t$ .

Ao trabalharmos com uma topologia simples, como a mostrada na figura 3, resulta em uma MLE apresentada na tabela 1, já inserida a taxa de falha dos equipamentos presentes na rede e as possibilidades de reconfiguração da rede por transferência de cargas através de chaves telecomandadas.

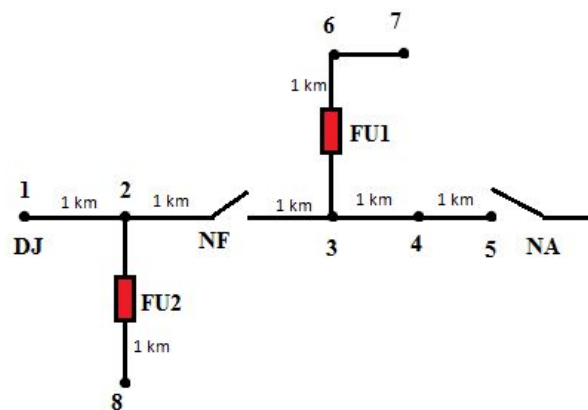


Figura 3 - alimentador fictício

Nós do Sistema	Equipamentos de Proteção e Seccionadores			
	DJ	CH NF	FU 1	FU 2
1	$t_{r1} \cdot \lambda_1$	$t_i \cdot \lambda_2$		
2	$t_{r1} \cdot \lambda_1$	$t_i \cdot \lambda_2$		
3	$t_i \cdot \lambda_1$	$t_{r2} \cdot \lambda_2$		
4	$t_i \cdot \lambda_1$	$t_{r2} \cdot \lambda_2$		
5	$t_i \cdot \lambda_1$	$t_{r2} \cdot \lambda_2$		
6	$t_i \cdot \lambda_1$	$t_{r2} \cdot \lambda_2$	$t_{r3} \cdot \lambda_3$	
7	$t_i \cdot \lambda_1$	$t_{r2} \cdot \lambda_2$	$t_{r3} \cdot \lambda_3$	
8	$t_{r1} \cdot \lambda_1$	$t_i \cdot \lambda_2$		$t_{r4} \cdot \lambda_4$

Tabela 1 - MLE do sistema apresentado

Neste exemplo específico, em caso de falha na rede entre os nós 1 e 2 é possível isolar o defeito, transferindo as cargas à jusante, representadas pelos nós 3 a 7, para outro alimentador através das chaves CH normalmente aberta(NA) e normalmente fechada(NF). Para tanto, define-se os tempos de recomposição para os nós a montante da chave NF e tempo de transferência a jusante desta. além do tempo de isolamento para os equipamentos.

#### 4.2 - Previsão dos Indicativos através da MLE

Conhecida a MLE e a taxa de falha dos equipamentos é possível calcular os indicadores de duração e frequência de interrupções, tanto individuais (DIC e FIC) apresentados nas equações (1) e (2) quanto os coletivos(DEC e FEC) apresentados nas equações (3) e (4).

$$DIC_1 = \sum_{j=1}^n t_r \times M_{1,j} \rightarrow t_{r1} \times \lambda_1 + t_i \times \lambda_2 \quad (1)$$

$$FIC_1 = \sum_{j=1}^n M_{1,j}^* \rightarrow FIC_1 = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (2)$$

Nos quais:

$DIC_1$  = duração de interrupção individual esperada para unidade consumidora no nó 1 (h/ano);

$FIC_1$  = frequência de interrupção individual esperada para unidade consumidora no nó 1 (falhas/ano);

$M_{1,j}$  = elemento da linha 1 e coluna j da MLE;

$M_{1,j}^*$  = elemento da linha 1 e coluna j da MLE, sem os tempos médios;

$t_{r1}$  = tempo de restabelecimento do equipamento da coluna 1 (h);

$t_i$  = tempo de isolamento (h);

$\lambda_j$  = taxa de falha do equipamento da coluna j (falhas/ano);

n = número de colunas, as quais representam os equipamentos de proteção ou de manobra do alimentador.

A partir dos indicadores individuais calculados, é possível conhecer os indicadores equivalentes à unidade consumidora multiplicando estes pela quantidade de consumidores atendidos pelo sistema, seguindo assim as equações:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^m (\sum_{j=1}^n M_{i,j}) \times C_i}{C_c} \quad (3)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^m (\sum_{j=1}^n M_{i,j}^*) \times C_i}{C_c} \quad (4)$$

Onde:

DEC = duração equivalente de interrupção esperada por unidade consumidora (h/período);

FEC = frequência equivalente de interrupção esperada por unidade consumidora (vezes/período);

$C_i$  = número de consumidores do nó  $i$ ;

$C_c$  = número total de unidades consumidoras do conjunto;

$m$  = número de nós ou linhas, os quais representam os consumidores conectados aos transformadores de distribuição;

Com o uso de tal ferramenta é possível prognosticar os indicadores DEC e FEC para um determinado sistema baseando-se na topologia, prevendo mudanças, na adição ou retirada de equipamentos de manobra ou proteção e até reconfiguração da rede existente.

### 5. Estudo de caso

A aplicação do método proposto depende de algumas considerações em relação ao sistema adotado, tal como os equipamentos presentes no mesmo, a taxa de falha de cada um desses equipamentos e, em especial, a quantidade de consumidores atendidos pelo sistema, visto que esta é uma variável que influencia no cálculo do DEC e FEC, aliada ao tempo de restabelecimento do fornecimento. Neste caso, conclui-se que é possível reduzir consideravelmente o impacto de uma falta ao reduzir o número de consumidores afetados pela mesma.

Sendo assim, o objetivo deste estudo é avaliar a possibilidade de seccionamento e transferência de carga de um sistema de distribuição a partir da instalação de equipamentos seccionadores. Para isso serão calculados os indicadores nas possibilidades estudadas para avaliar a eficácia do método. Esta avaliação será realizada levando em consideração a topologia apresentada na figura 4, com as distâncias entre nós e o número de consumidores apresentada na tabela 2.

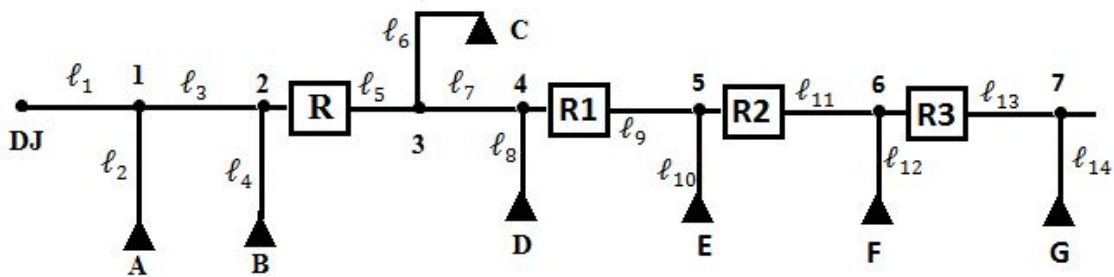


Figura 4 - Topologia do alimentador estudado

Trecho de rede	Comprimento (km)	Quantidade de Consumidores(x10)	
$l_1$	1	$\beta_A$	100
$l_2$	1	$\beta_B$	150
$l_3$	4	$\beta_C$	100
$l_4$	1	$\beta_D$	100
$l_5$	1	$\beta_E$	200
$l_6$	2	$\beta_F$	100
$l_7$	1	$\beta_G$	150
$l_8$	1		
$l_9$	3		
$l_{10}$	1		
$l_{11}$	1		
$l_{12}$	4		
$l_{13}$	1		
$l_{14}$	1		
$l_{TOTAL}$	<b>23</b>		

Tabela 2 - Características do alimentador estudado

Seguindo as etapas do método proposto, é a partir da topologia da rede que construímos a Matriz lógico estrutural que a representa, apresentada na tabela 3.

Nó	DJ	R	R1	R2	R3	Consumidores
1	$t_r \cdot \lambda_1$	-	-	-	-	$\beta_A$
2	$t_r \cdot \lambda_1$	-	-	-	-	$\beta_B$
3	$t_r \cdot \lambda_1$	$t_r \cdot \lambda_2$	-	-	-	$\beta_C$
4	$t_r \cdot \lambda_1$	$t_r \cdot \lambda_2$	-	-	-	$\beta_D$
5	$t_r \cdot \lambda_1$	-	$t_r \cdot \lambda_2$	-	-	$\beta_E$
6	$t_r \cdot \lambda_1$	-	-	$t_r \cdot \lambda_2$	-	$\beta_F$
7	$t_r \cdot \lambda_1$	-	-	-	$t_r \cdot \lambda_2$	$\beta_G$

Tabela 3 - MLE do caso estudado

Conhecida a MLE, é importante reconhecer os tempos de recomposição para cada tipo de equipamento, assim como a taxa de falha anual por quilômetro, estas representadas na tabela 4.

Tipo de Equipamento	( $\lambda$ /km)	$t_r$ (h)
Disjuntor ( $\lambda_1$ )	0,40	0,50
Religador Telecomando( $\lambda_2$ )	0,30	0,20

Tabela 4 - tempos de recomposição e taxa de falha do equipamento para cada quilômetro de rede protegido por ano

Após essa análise, calcula-se os indicadores de confiabilidade da rede estudada para determinar a referência do estudo, considerando todas as informações previamente apresentadas e aplicando às equações (3) e (4), têm-se as equações (5) e (6). O DEC e o FEC do caso base apresentam-se na tabela



5.

$$DEC = \frac{[(t_r \times \lambda_1 \times I_{total} \times \beta_A) + (t_r \times \lambda_1 \times I_{total} \times \beta_B) + (t_r \times \lambda_1 \times I_{total} \times \beta_C) + (t_r \times \lambda_1 \times I_{total} \times \beta_D) + (t_r \times \lambda_1 \times I_{total} \times \beta_E) + (t_r \times \lambda_1 \times I_{total} \times \beta_F) + (t_r \times \lambda_1 \times I_{total} \times \beta_G)]}{C_c} \quad (5)$$

$$FEC = \frac{[\lambda_1 \times I_{total} \times \beta_A] + [\lambda_1 \times I_{total} \times \beta_B] + [\lambda_1 \times I_{total} \times \beta_C] + [\lambda_1 \times I_{total} \times \beta_D] + [\lambda_1 \times I_{total} \times \beta_E] + [\lambda_1 \times I_{total} \times \beta_F] + [\lambda_1 \times I_{total} \times \beta_G]}{C_c} \quad (6)$$

Indicador	anual
DEC	4,59 horas
FEC	9,19 vezes

Tabela 5 - Indicadores do caso base

5.1. Caso A: Rede seccionada entre os pontos 2 e 3.

Ao acionarmos o religador representado na topologia como R, teremos um primeiro ponto de seccionamento, separando assim o sistema em dois circuitos, criando dois conjuntos e limitando os consumidores atingidos, conseqüentemente limitando a área para cálculo dos indicadores de confiabilidade. Assim é realizada outra iteração com a MLE, que resulta nos seguintes valores apresentados na tabela 6.

Indicador	anual
$DEC_A$	1,99 horas
$FEC_A$	5,77 vezes

Tabela 6 - Indicadores do caso A - com um ponto de seccionamento

Com a transferência de parte da carga para outro alimentador, nos casos de falhas nos circuitos dos transformadores A, b ou do disjuntor DJ, nota-se uma redução considerável no índice de confiabilidade da rede, um total de 56,64% para o DEC e 37,21% para o FEC em relação ao caso base, o qual a carga não é transferida. Este resultado é possível pela diminuição do número de consumidores atingidos e pela redução dos trechos de rede que contêm a falta, como apresentado nas equações (7) e (8).

$$DEC = \frac{[(t_r \times \lambda_1 \times I_{1 \rightarrow 4} \times \beta_A) + (t_r \times \lambda_1 \times I_{1 \rightarrow 4} \times \beta_B)] + [(t_r \times \lambda_2 \times I_{5 \rightarrow 14} \times \beta_C) + (t_r \times \lambda_2 \times I_{5 \rightarrow 14} \times \beta_D) + (t_r \times \lambda_2 \times I_{5 \rightarrow 14} \times \beta_E) + (t_r \times \lambda_2 \times I_{5 \rightarrow 14} \times \beta_F) + (\lambda_2 \times I_{5 \rightarrow 14} \times \beta_G)]}{C_c} \quad (7)$$

$$FEC = \frac{[(\lambda_1 \times I_{1 \rightarrow 4} \times \beta_A) + (\lambda_1 \times I_{1 \rightarrow 4} \times \beta_B)] + [(\lambda_2 \times I_{5 \rightarrow 14} \times \beta_C) + (\lambda_2 \times I_{5 \rightarrow 14} \times \beta_D) + (\lambda_2 \times I_{5 \rightarrow 14} \times \beta_E) + (\lambda_2 \times I_{5 \rightarrow 14} \times \beta_F) + (\lambda_2 \times I_{5 \rightarrow 14} \times \beta_G)]}{C_c} \quad (8)$$

5.2 - Caso B: Rede seccionada com acionamento de R e R1 simultaneamente.

Com a entrada de R1, dividindo mais uma vez o sistema entre os nós 2 e 3 e entre os nós 4 e 5, temos a possibilidade de isolar os consumidores atendidos pelos transformadores C e D, no caso de faltas nestes circuitos ou nos demais que os rodeiam. Com isso temos mais uma vez a possibilidade de diminuir os indicadores de confiabilidade reduzindo o número de clientes atingidos e as dimensões dos circuitos que apresentam falha.

Aplicando mais uma iteração da MLE, tomando como referência os resultados do caso A, temos uma redução de 12,06% no DEC e 20,97%, com os valores reais apresentados na tabela 7. Em comparação ao caso base tem-se uma redução de 61,87% e 50,38% para DEC e FEC respectivamente.

Indicador	anual
$DEC_B$	1,75 horas
$FEC_B$	4,56 vezes

Tabela 7 - Indicadores do caso B - dois pontos de seccionamento simultâneos.

### 5.3 - Caso C: Rede seccionada com o acionamento de R, R1 e R2.

Neste caso temos o acionamento dos religadores R, R1 e R2 simultaneamente, particionando o sistema entre os pontos 2 e 3, 4 e 5 e entre os pontos 5 e 6, sendo assim dividindo-o em 4 circuitos alimentados por fontes distintas. Este particionamento contribui ainda mais com os indicadores calculados, como apresentado na tabela 8.

Indicador	anual
$DEC_c$	1,60 horas
$FEC_c$	3,82 vezes

Tabela 8 - Indicadores do caso C - três pontos de seccionamento simultâneos.

Considerando essa interação tem como valores de referência o caso B, apresenta-se uma redução de 8,57% no DEC e de 16,22% no FEC, entretanto considerando os indicadores calculados para o caso base temos uma redução de 65,15% no DEC e de 58,44% no FEC.

### 5.4 - Caso D: Rede seccionada com acionamento de todos os religadores.

O caso D apresenta o maior número de particionamentos do sistema apresentado. Nele são acionados os religadores R, R1, R2 e R3, simultaneamente, a fim de dividir os circuitos nos pontos entre os nós 2 e 3, 4 e 5, 5 e 6 e entre os nós 6 e 7, resultando em 5 circuitos de diferentes alimentações.

Este caso, no entanto, apresenta a menor das reduções entre os indicadores em comparação aos demais casos, sendo de 3,75% no DEC e 7,59% no FEC. Isso se dá devido a suavização exponencial da curva em encontro ao limite técnico de instalações de equipamentos seccionadores em série.

Na tabela 9 vemos os valores dos indicadores anuais para os quatro pontos de seccionamento que, levando em consideração o caso base tem uma redução de 66,44% para o DEC e 61,58% para o FEC.

Indicador	anual
$DEC_D$	1,54 horas
$FEC_D$	3,53 vezes

Tabela 9 - Indicadores do caso D - quatro pontos de seccionamento simultâneos.

Na figura 5 podemos observar o comportamento dos indicadores de confiabilidade DEC e FEC para cada caso, reduzindo-se a cada seccionamento, até chegar ao limite técnico de seccionamentos possíveis para o sistema analisado. Na figura 6 temos a evolução dos indicadores em relação ao cálculo da porcentagem, tendo como referência (100%) o caso base estudado.

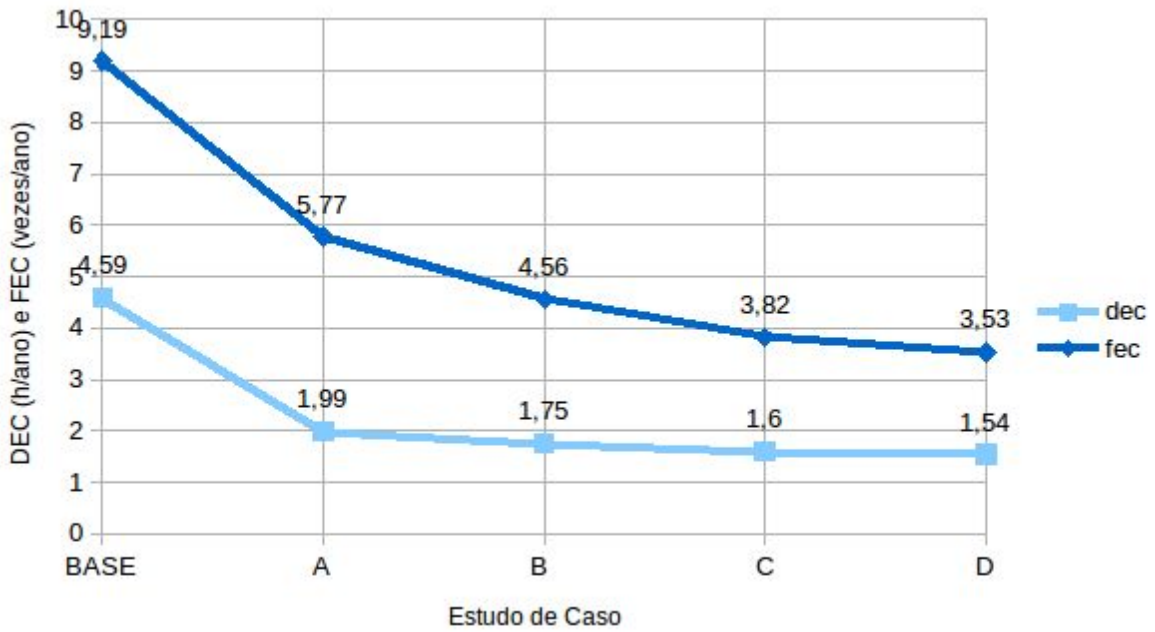


Figura 5 - Comportamento dos indicadores de confiabilidade no sistema analisado

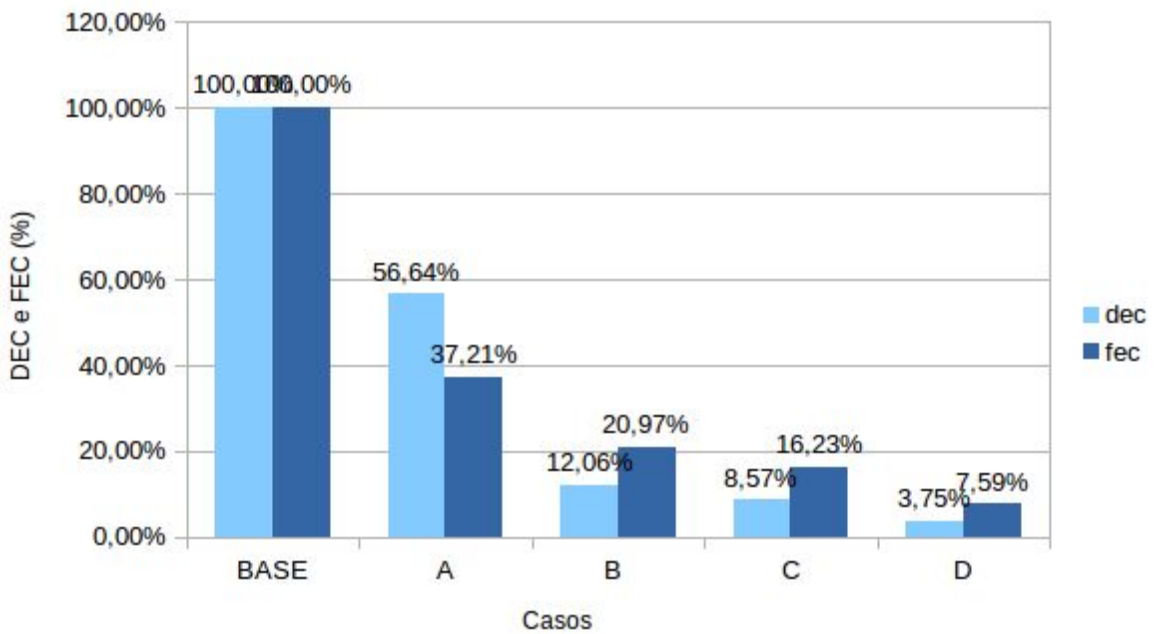


Figura 6 - Evolução da percentagem dos indicadores de confiabilidade no sistema analisado

## 5. Considerações e Resultados

Baseando-se na topologia real de uma rede de distribuição da concessionária RGE Sul, dotada de equipamentos de manobras e seccionadores, assim como no histórico de taxas de falhas e no tempo de restabelecimento trabalhado pela concessionária, podemos projetar os indicadores de confiabilidade

para um dado projeto, considerando a sua topologia para expansão do sistema, atendendo assim as metas da empresa em relação à regulamentação da ANEEL.

O método proposto avalia os indicadores de confiabilidade do sistema durante o planejamento da expansão do mesmo, de forma eficaz e condizente com a realidade, sendo assim uma ferramenta de peso na avaliação de propostas e projetos de expansão.

O estudo de caso apresentado considerou apenas a evolução dos indicadores para manobras na rede, sem avaliar os impactos financeiros decorrente da instalação de pontos seccionadores, assim como a complexidade da coordenação e seletividade e a completa análise do sistema de proteção do SD em um possível projeto de expansão. Para isso outros estudos devem ser adicionados a esta análise.

Esta proposta foi adicionada na implementação de uma plataforma de planejamento integrado do sistema de distribuição, a qual analisa os custos assim como os benefícios de um projeto específico, junto de outras prioridades e necessidades, auxiliando na tomada de decisão para projetos necessários ao sistema de distribuição. Esta ferramenta foi desenvolvida a partir de um projeto de pesquisa e desenvolvimento que conta com o apoio da concessionária de energia RGE Sul.

Conclui-se então que o método proposto, somado às demais avaliações comumente realizadas no estudo do planejamento de um sistema, contempla adicionalmente a avaliação da qualidade de um projeto em relação aos seus indicativos de confiabilidade de um sistema de distribuição, avaliando a topologia projetada e sua usabilidade.

### **Agradecimentos**

Gostaríamos de agradecer pelo suporte técnico e financeiro à concessionária RGE Sul, pelo projeto de P&D vinculado à ANEEL com título “Solução Inovadora para Gerenciamento Ativo de Sistemas de Distribuição”; Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq); à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio Grande do Sul (FAPERGS) e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES).

### **Referências**

ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/prodist>. Acesso em: 05 nov. 2016.

ABAIDE, A. R. (2005). Desenvolvimento de Métodos e Algoritmos para Avaliação de Otimização da Confiabilidade em Redes de Distribuição – Ph.D. Thesis, Universidade Federal de Santa Maria.

BERNARDON, D. P.; PFITSCHER, L. L., et al. (2015). Sistemas de Distribuição no Contexto das Redes Elétricas Inteligentes: Uma Abordagem para Reconfiguração de Redes. Projeto de P&D AES Sul e UFSM: AGEPOC, 1ed.

IEEE: Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices: IEEE Std 1366-2003 (Revision of IEEE Std 1366-1998), 2004.

Instituto Acende Brasil (2014). Qualidade no Fornecimento de Energia Elétrica: Confiabilidade,

Conformidade e Presteza. White Paper 14, São Paulo, 36 p. 2014.

LOTERO, R.; CONTRERAS, J.(2011) Distribution System Planning With Reliability: IEEE Transactions on Power Delivery. Vol: 26, Issue: 4, pp. 2552-2562.

MARQUES, L. D.(2016) Metodologia de Análise da Confiabilidade no Planejamento de Sistemas de Distribuição Utilizando Matrizes Lógico-estruturais.

SPERANDIO, M. (2008) Planejamento da Automação de Sistemas de Manobra em Redes de Distribuição – Ph.D. Thesis - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

SHAVUKA, O.; AWODELE, K. O.; CHOWDHURY, S. P.; CHOWDHURY S.(2010) Reliability analysis of distribution networks: Power System Technology (POWERCON), International Conference on, Hangzhou.

SOUZA, J. (2013). Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Através de um Modelo De Programação Linear Inteiro Misto (Plim) – Ph.D.Thesis, Universidade Estadual Paulista.