



Avaliação dos Riscos e Minimização das Violações de Conformidade de Tensão em Sistemas de Distribuição

Carlos C. Barioni de Oliveira
André Méffe
Tania Paola Ledesma Arango
Enerq- Poli - USP
barioni@pea.usp.br

Renato Oliveira Guimarães
Raiciano de Góes Moreno
Marco Artur Stort Ferreira
ENERSUL
rguimaraes@enersul.com.br

RESUMO

Este artigo apresenta a metodologia para a avaliação dos riscos de violações de conformidade de tensão (DRP e DRC) que foi implantada na ENERSUL. O artigo apresenta de forma detalhada a metodologia do modelo de cálculo para avaliação dos indicadores, a modelagem utilizada para representar a carga e a metodologia do cálculo do fluxo de potência probabilístico utilizando o Método de Monte Carlo. A partir da simulação de Monte Carlo, os indicadores DRP e DRC são obtidos para cada barra da rede. O artigo também apresenta o módulo computacional que foi desenvolvido para implementar a metodologia, além de apresentar os resultados obtidos.

PALAVRAS-CHAVE

Indicadores de qualidade, indicadores de conformidade de tensão, curvas típicas de carga, fluxo de potência probabilístico, método de Monte Carlo.

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – há criado novas resoluções considerando a qualidade de fornecimento de energia elétrica.

A resolução 505 do 2001 especifica os indicadores de variação de tensão de longa duração, com os seguintes itens a serem medidos: indicadores individuais e coletivos, limites para tais indicadores, métodos para a coleta de dados (medições de tensão nos consumidores selecionados ou em resposta aos consumidores que reclamaram dos níveis de tensão) e as penalidades por não cumprir com esses limites estabelecidos.

Três níveis de tensão de suprimento foram estabelecidos para as unidades consumidoras: adequada, precária e crítica, assim como dois indicadores de violação de conformidade: Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária – DRP e Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica – DRC. Esses indicadores referem-se à duração relativa das tensões medidas, nos níveis precário e crítico respectivamente, e eles não devem ultrapassar a percentagem máxima do tempo das leituras de tensão no período escolhido.

ENERSUL – a companhia de distribuição do grupo (Eletricidade de Portugal), com aproximadamente 600,000 consumidores no estado de Mato Grosso do Sul, e ENERQ – Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia – realizaram um projeto de P&D para o desenvolvimento da metodologia e um software de simulação que foram disponibilizados à companhia para avaliar os circuitos ou áreas em termos desses indicadores de qualidade.

O módulo computacional foi especificado e desenvolvido para calcular o fluxo de carga com uma aproximação probabilística. Baseado em curvas típicas de carga diária (curvas da média e desvio padrão), representadas em intervalos de 10 minutos da demanda (ativa e reativa) e o modelo elétrico da rede, as curvas de distribuição de probabilidade são obtidas para as tensões, assim o risco de violação do DRP e do DRC pode ser calculado para cada ponto na rede.

Para a segunda etapa do projeto, foi apresentado o modelo matemático para a avaliação técnica e econômica das ações preventivas e corretivas, para circuitos de baixa e média tensão, assim como, para minimizar o risco de violações dos indicadores previamente mencionados.

2. PADRÕES CONSTRUTIVOS DAS REDES

As redes de distribuição de energia elétrica no Brasil possuem algumas características que devem ser mencionadas a fim de facilitar a compreensão do leitor quanto ao presente trabalho.

As redes de distribuição de média tensão apresentam, em sua grande maioria, tensões entre 13,8 kV e 34,5 kV e são radiais. São redes trifásicas no tronco, podendo apresentar ramais bifásicos e monofásicos (este último comumente utilizado em áreas rurais). O comprimento delas varia desde algumas dezenas de quilômetros até algumas centenas de quilômetros.

Tais redes alimentam transformadores de distribuição, cujo objetivo é abaixar a tensão para níveis, que na grande maioria, são de 127 V entre fases e 220 V entre fase e neutro. Cada transformador de distribuição alimenta uma rede de baixa tensão, composta por um cabo neutro e um ou mais cabos fase (até 3 fases) e cujo comprimento varia desde algumas dezenas de metros até algumas centenas de metros. Na ENERSUL, na grande maioria, estas redes são montadas em estrutura aérea fixadas em postes de concreto, estando o cabo mais próximo do solo a 6,3 metros de altura.

Das redes de baixa tensão, partem ramais de serviço até o ponto de entrega dos consumidores de baixa tensão. Este ponto de entrega em cada consumidor é o ponto que deve ser medido, em caso de reclamação por parte do cliente das condições de fornecimento ou programa periódico de medições feito pela concessionária de distribuição de energia elétrica, de acordo com as diretrizes dadas pelo órgão regulador para determinar os limites de tensão exigidos para garantir a qualidade do fornecimento quanto a conformidade de tensão.

3. LEGISLAÇÃO

De acordo com a Resolução 505/2001 da ANEEL, o órgão regulador brasileiro, é um direito do consumidor solicitar à concessionária a medição do nível da tensão de atendimento sempre que acreditar que este não está dentro dos limites legalmente estabelecidos, devendo esta lhe informar, no prazo de até 48 horas, o valor que será cobrado pelo serviço, na hipótese da constatação da improcedência da reclamação, bem como a data e hora em que será instalado o equipamento de medição para o acompanhamento da medição pelo solicitante.

O relatório conclusivo da medição deve ser apresentado, por escrito ao consumidor solicitante em até 30 dias a partir da formalização de sua reclamação.

A ANEEL também estabelece um programa periódico de medições, na qual é estabelecida uma amostra para apuração dos indicadores de conformidade de tensão.

As medições devem ter duração de 168 horas, com intervalos de integração de 10 minutos, a partir de leituras com janelas fixas e consecutivas de 12 a 15 ciclos, totalizando 1008 registros. As medições devem ser feitas entre fases e entre fases e o neutro.

Os indicadores que são apurados são o DRP – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária e o DRC – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica.

O DRP expressa o número de leituras realizadas nas faixas precárias de tensão como um percentual do total de leituras válidas realizadas no período de medição (1008 leituras).

De forma análoga, o DRC expressa o número de leituras realizadas nas faixas críticas de tensão como um percentual do total de leituras válidas realizadas no período de medição (1008 leituras).

O limite máximo a ser observado para o DRP foi estabelecido em 6% para o ano de 2004, sendo reduzido de um valor absoluto de 1% a cada ano, no período de 2005 a 2007, quando passará a ter o valor fixo de 3%.

Da mesma forma, o limite máximo a ser observado para o DRC foi estabelecido em 1,1% para o ano de 2004, sendo este reduzido de um valor absoluto de 0,2% a cada ano, no período de 2005 a 2007, quando passará a ter o valor fixo de 0,5%.

Os limites de tensão que estabelecem as faixas precárias e críticas são apresentados na Tabela 1 a seguir.

Tabela 1 – Limites de Tensão para as Faixas Críticas e Precárias

Redes de Baixa Tensão		Faixas de Tensão [V]		
Tipo	Tensão Nominal [V]	Adequada	Precária	Crítica
3-fases	220 / 127	$201 \leq V_A \leq 231 / 116 \leq V_A \leq 133$	$189 \leq V_I < 201$ ou $231 < V_I \leq 233 / 109 \leq V_I < 116$ ou $133 < V_I \leq 140$	$V_C < 189$ ou $V_C > 233 / V_C < 109$ ou $V_C > 140$
	380 / 220	$348 \leq V_A \leq 396 / 201 \leq V_A \leq 231$	$327 \leq V_I < 348$ ou $396 < V_I \leq 403 / 189 \leq V_I < 201$ ou $231 < V_I \leq 233$	$V_C < 327$ ou $V_C > 403 / V_C < 189$ ou $V_C > 233$
1-fase	254 / 127	$232 \leq V_A \leq 264 / 116 \leq V_A \leq 132$	$220 \leq V_I < 232$ ou $264 < V_I \leq 269 / 109 \leq V_I < 116$ ou $132 < V_I \leq 140$	$V_C < 220$ ou $V_C > 269 / V_C < 109$ ou $V_C > 140$
	440 / 220	$402 \leq V_A \leq 458 / 201 \leq V_A \leq 229$	$380 \leq V_I < 402$ ou $458 < V_I \leq 466 / 189 \leq V_I < 201$ ou $229 < V_I \leq 233$	$V_C < 380$ ou $V_C > 466 / V_C < 189$ ou $V_C > 233$

4. REPRESENTAÇÃO DA CARGA

Neste trabalho a carga de cada um dos consumidores é representada por uma curva de carga diária que fornece a demanda atual (ativa e reativa) em intervalos de 10 minutos. O ponto de partida foi o cálculo das curvas de carga diárias, as quais foram estabelecidas a partir de um amplo conjunto de medições. Uma curva típica consiste de uma curva média e uma curva de desvio padrão, estabelecidas para cada tipo de consumidor (residencial, comercial, industrial, iluminação pública e rural) e também para diferentes faixas de consumo de energia mensal dentro de cada tipo de consumidor (p.e. 0-100 kWh por mês, 101-300kWh por mês, etc.). Essas curvas são dadas em pu da demanda ativa média mensal, de modo que conhecendo a energia mensal de um consumidor em particular e sua curva típica de carga, o cálculo de sua curva de carga diária é direto. A figura apresenta uma curva ativa típica para consumidores residências com energia mensal de aproximadamente 500 kWh.

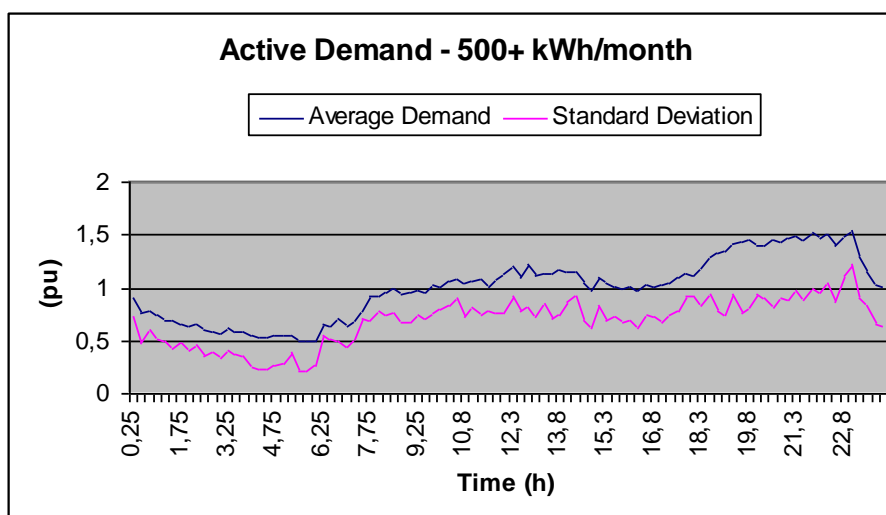


Gráfico 1 – Curva de carga típica – demanda ativa

5. METODOLOGIA

Nesta seção, descreve-se a metodologia utilizada neste trabalho, que compreende duas abordagens diferentes para o cálculo de fluxo de potência.

5.1. Fluxo de Potência Determinístico

O fluxo de potência determinístico serve como base para o fluxo de potência probabilístico, cuja metodologia será descrita mais adiante. O fluxo de potência determinístico é executado para quatro patamares de carga diferentes (caracterizando as condições de carga da manhã, tarde, noite e madrugada), e o resultado deste fluxo disparará ou não, a critério do usuário, o fluxo de potência probabilístico que requer um tempo de processamento maior.

A partir do consumo mensal dos consumidores e de suas respectivas curvas típicas de carga, as demandas em cada ponto da rede são calculadas e, posteriormente, são calculadas as correntes em todos os trechos de rede e as tensões em todos os nós da rede. Isso é possível porque a ENERSUL possui uma base de dados detalhada, contendo todas as informações topológicas de suas redes de distribuição, além dos dados de faturamento.

Como resultados, são obtidos valores exatos para as correntes e tensões em toda a rede, sem considerar as incertezas na representação da carga. Este é o procedimento geralmente utilizado para dimensionamento e verificação de critérios técnicos como carregamento e queda de tensão.

5.2. Fluxo de Potência Probabilístico

O fluxo de potência probabilístico baseia-se em processamentos do fluxo de potência determinístico, descrito anteriormente, valendo-se de simulações baseadas no Método de Monte Carlo, que é adotado para o tratamento das cargas nos diferentes cenários a partir das curvas de probabilidades de demandas.

Os resultados obtidos com esta modelagem são mais realistas no que se refere aos comportamentos aleatórios das cargas existentes nas redes de distribuição.

Os cálculos determinísticos produzem apenas o resultado de um cenário de distribuição de cargas ao longo da rede, ao passo que os probabilísticos são mais realistas, já que produzem resultados que vêm associados a uma distribuição de probabilidades, representando a carga em vários cenários, denominados ensaios.

O tratamento probabilístico exige elevados esforços computacionais, pois simula o sistema diversas vezes até alcançar a convergência do processo.

Enfoque determinístico da aleatoriedade da carga. Uma forma de tentar diminuir os riscos relativos à utilização de valores de demandas fixas na representação da carga consiste em considerar um valor no qual existe probabilidade baixa de que a demanda seja excedida.

Considerando-se distribuição de probabilidade normal e adotando-se a demanda igual à média m acrescida de um desvio padrão s , tem-se uma probabilidade de aproximadamente 16% de que a demanda seja excedida. No caso de $m + 2s$, tem-se a probabilidade de 2,3% e, para $m + 3s$, probabilidade de 0,03%.

Verifica-se, portanto, que se o desvio padrão é elevado, a utilização somente da demanda média m pode levar a altos riscos de transgressões nos parâmetros técnicos da rede em questão (tensão e carregamento, por exemplo).

Assim, pode-se adotar um valor de demanda acrescido de um fator ks . Quanto maior for o valor de k , tanto menor será o risco de transgressão dos parâmetros técnicos, porém mais sobredimensionados seriam os equipamentos do sistema elétrico projetado.

A dificuldade maior na utilização deste método consiste em que, para cada trecho da rede elétrica, tem-se desvio padrão s diferenciado. Em função da agregação da carga, quanto mais afastado dos consumidores e mais próximo da fonte de suprimento, menores são os valores do desvio padrão.

O coeficiente de proporcionalidade k deve ser escolhido de modo a minimizar os riscos associados à violação dos critérios técnicos de tensão.

Portanto, pretende-se avaliar um valor para a demanda, acima da demanda média, que é proporcional ao desvio padrão de cada carga e ao desvio global da rede de baixa tensão e que permita o cálculo mais preciso possível, sem incorrer em riscos de erros altos na estimação dos valores queda de tensão.

Esta modelagem é aqui chamada de enfoque determinístico para representação da aleatoriedade da carga, que precede à modelagem probabilística.

No caso de uma rede secundária, suprida por um transformador de distribuição (DT), pode-se utilizar a seguinte expressão para avaliação da demanda em cada consumidor i no instante t :

$$D_{i,t} = D_{med,i,t} \cdot \left(1 + \frac{k \cdot \sigma_{DT,t}}{D_{med,DT,t}} \right) \quad (1)$$

na qual:

$D_{i,t}$: demanda do consumidor i no instante t [kW];

$D_{med,i,t}$: demanda média do consumidor i no instante t [kW];

$D_{med,DT,t}$: demanda média agregada no transformador de distribuição no instante t [kW];

$\sigma_{DT,t}$: desvio padrão da demanda agregada no transformador de distribuição no instante t [kW];

k : fator de proporcionalidade.

A adoção do método de cálculo das demandas de consumidores descrito acima garante que o carregamento na rede seja $k\sigma_{ET,t}$ acima do valor médio, o que incorre em risco conhecido a priori (que depende do valor deste parâmetro k) da demanda exceder este valor.

Em geral, o desvio padrão no trecho inicial da rede é muito pequeno, por causa da agregação de um grande número de consumidores, o que levaria à utilização da demanda média em todas as cargas, ou seja, minimizando o risco de transgressão do carregamento e da queda de tensão.

No entanto, em trechos mais próximos das cargas, nos quais os valores das curvas de desvio padrão são maiores, os riscos de utilização da demanda média também são maiores.

Por isso, a aleatoriedade da carga deve ser representada sob o ponto de vista probabilístico, que é descrito no item a seguir.

Enfoque probabilístico da aleatoriedade da carga. Nesta modelagem, para a aplicação da metodologia do fluxo de potência probabilístico, as demandas passam a ser variáveis aleatórias (por terem uma distribuição de probabilidades associada).

Resulta que as variáveis dependentes (por exemplo, a tensão em cada nó da rede) são também aleatórias. Portanto, elas possuem uma curva de distribuição de probabilidades associadas, com valores para média e desvio padrão.

Com este enfoque, a queda de tensão em um nó qualquer, por exemplo, deve ser entendida como faixas de valores com probabilidades de ocorrência: “a queda de tensão no nó i varia entre 3 e 6% com probabilidade de 90%” ou “a probabilidade (ou risco) da queda de tensão neste nó i ser superior a 7,5% é de 1%”.

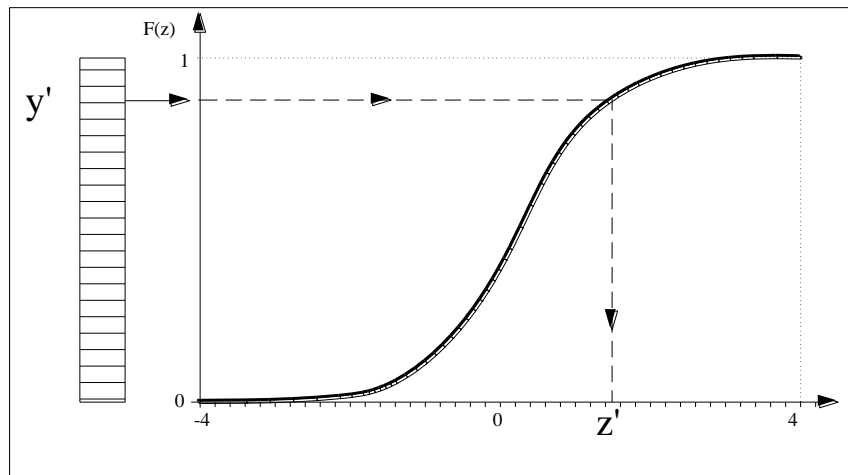


Figura 2 – Sorteio de demanda para um consumidor

O método empregado (Monte Carlo) parte da execução de um número suficiente de ensaios, que identificam possíveis cenários de demandas diversificadas de todos os consumidores da rede (para um mesmo instante), a partir da geração de números aleatórios com distribuição de probabilidade normal. Para simular a função distribuição de probabilidade acumulada, basta gerar um número aleatório y' com distribuição uniforme, no intervalo $[0;1]$ e obter o valor correspondente de Z' , conforme ilustrado na figura 2. A partir da demanda média em kW do consumidor e do valor Z' , que pode ser entendida como sendo a demanda normalizada desse consumidor, calcula-se a demanda sorteada em kW por

$$D_{i,t} = D_{med,i,t} + Z' \cdot \sigma_{i,t} \quad (2)$$

na qual:

- $D_{i,t}$: demanda do consumidor i no instante t [kW];
- $D_{med,i,t}$: demanda média do consumidor i no instante t [kW];
- $\sigma_{i,t}$: desvio padrão do consumidor i no instante t [kW];
- Z' : demanda normalizada obtida por sorteio.

Vale lembrar que nessa abordagem probabilística, a demanda normalizada Z' de (1) corresponde ao fator de proporcionalidade k de (2). A diferença é que aqui ele não é estabelecido a priori; ele é sorteado.

Para melhor monitoração do método de Monte Carlo, em termos da convergência do processo, é comum dividir o número total de ensaios em grupos. Por exemplo, são realizados 10 grupos de 100

ensaios e, para cada grupo, monitoram-se os parâmetros elétricos de interesse, por meio da monitoração de suas médias e desvios padrão acumulados.

Quando os valores médios e de desvio-padrão das variáveis param de variar (ou a variação é menor que uma tolerância pré-determinada) entre dois grupos consecutivos, existe indicação de convergência do processo.

6. APLICAÇÃO

Nesta seção, apresenta-se o módulo computacional que foi desenvolvido para aplicar a metodologia e os respectivos resultados obtidos na ENERSUL.

6.1. Módulo Computacional

O Módulo Computacional para Simulação de Fluxo de Potência Probabilístico (FlowProb) foi desenvolvido em cima de um sistema computacional chamado Interplan, que é um sistema geo-referenciado que permite realizar estudos de planejamento em redes de distribuição.

O FlowProb e o Interplan permitem realizar simulações em diversas redes de baixa tensão, apresentando os resultados obtidos em um ambiente GIS de fácil manuseio.

Como o Método de Monte Carlo utilizado no FlowProb requer grande esforço computacional, o módulo desenvolvido disponibiliza um recurso de investigação das redes de baixa tensão, no qual é executado um fluxo de potência determinístico em quatro patamares de carga. Se a tensão de alguma das fases de algum dos nós da rede estiver fora dos limites estabelecidos pelo usuário, a rede é selecionada para o Método de Monte Carlo.

A figura 3 a seguir ilustra uma rede de média tensão (em vermelho) da ENERSUL com todas as redes de baixa tensão (em azul) supridas por ela.

Ao executar o FlowProb, pode-se estabelecer os parâmetros de simulação, bem como selecionar quais redes devem ser simuladas (figura 3). Após a simulação, pode-se visualizar o gráfico da distribuição de probabilidade das tensões de cada nó de cada rede simulada, conforme ilustrado na figura 4. As probabilidades associadas às barras amarelas e vermelhas são o RDI e o RDC estimados. A rede em foco no FlowProb e seu pior nó em termos dos indicadores estimados são destacados no ambiente GIS.

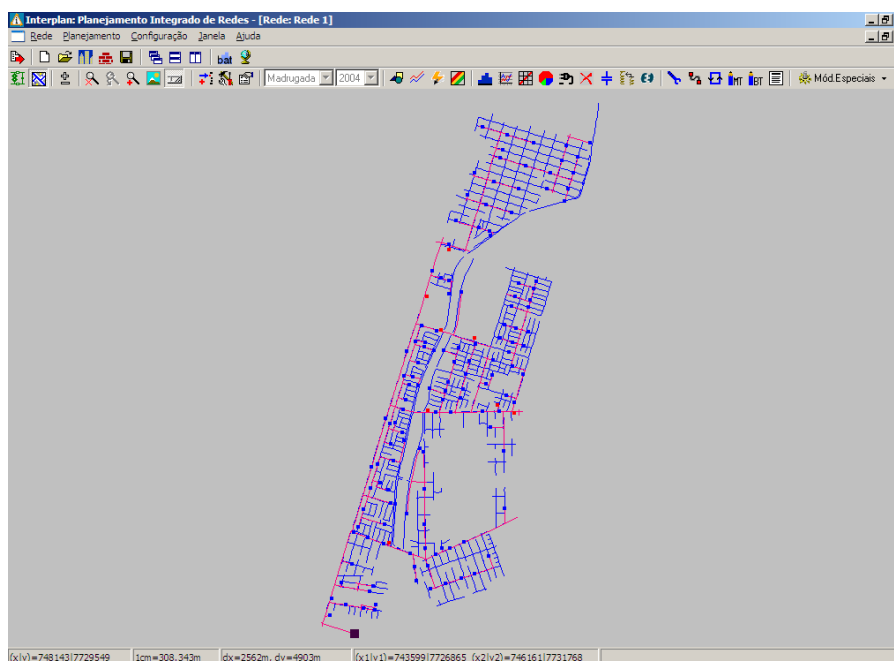


Gráfico 3 – O Interplan com uma rede da ENERSUL

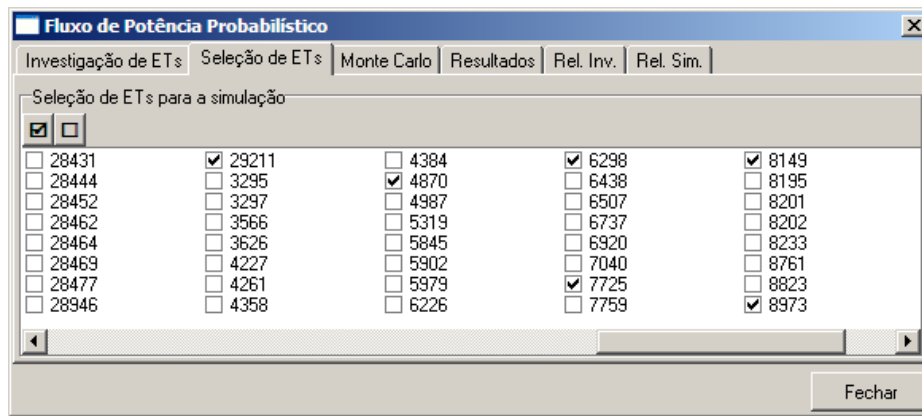


Gráfico 4 – O FlowProb e as redes selecionadas para simulação

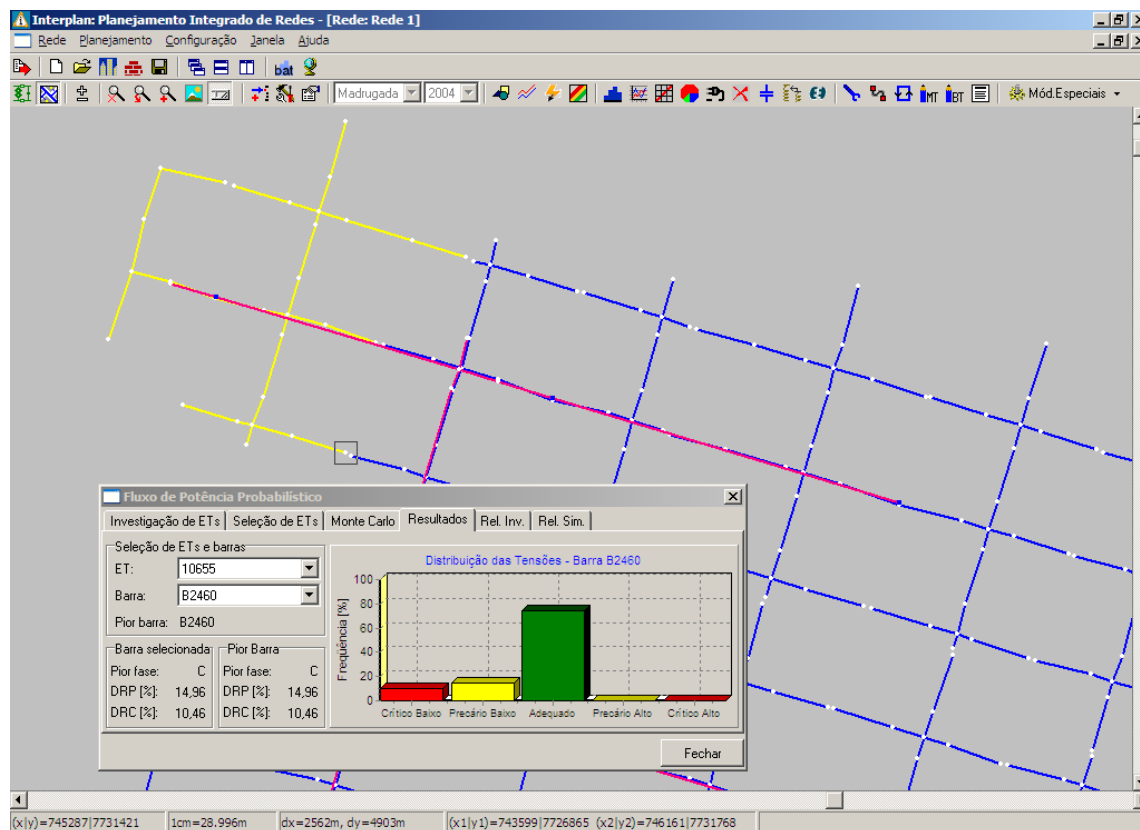


Gráfico 5 – Resultados da simulação para uma rede de baixa tensão

7. RESULTADOS

No momento, o módulo desenvolvido está em fase de aplicação em uma área piloto da ENERSUL, compreendida por 17 alimentadores (média tensão) que atendem uma região urbana.

Cada um dos 17 alimentadores da área piloto com suas respectivas redes de baixa tensão foram estudados mais detalhadamente. Com o FlowProb, foram determinadas as redes que poderiam apresentar violações de tensão (fase de investigação com o fluxo de potência determinístico) e então realizou-se a simulação de Monte Carlo para cada uma delas (fluxo de potência probabilístico).

Para cada alimentador, foram relacionadas as seis piores redes de baixa tensão com os piores índices de conformidade de tensão estimados pelo módulo computacional. A tabela 2 a seguir mostra os resultados obtidos para um alimentador, relacionando as redes de baixa tensão e seus respectivos nós onde foram obtidos os piores índices.

Tabela 2 – Resultados para o alimentador CGL01

Network	RDI [%]	RDC [%]	Node
14972	16.55	10.90	B1007
18151	15.17	4.58	B2254
20208	12.92	4.86	B2385
6298	13.44	6.49	B1134
8973	15.87	8.58	B1242
9583	14.58	6.69	B1841

Vale lembrar que o software fornece a indicação geográfica do ponto da rede de baixa tensão no qual foram obtidos os piores índices. Posteriormente, a concessionária poderá realizar medições no ponto indicado para verificar se os resultados estimados estão próximos da realidade ou se ajustes ainda devem ser feitos à modelagem.

8. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A metodologia e o módulo computacional desenvolvidos neste trabalho representam uma grande contribuição para a concessionária, possibilitando antecipar-se à possíveis problemas de tensão em suas redes de baixa tensão. A aleatoriedade da carga é considerada com a criação de vários cenários e a cada nó associa-se uma curva de distribuição de probabilidade das tensões como resultado. Tal curva fornece uma estimativa dos indicadores de conformidade de tensão permitindo à concessionária corrigir possíveis problemas de tensão que podem ser encontrados em suas redes por medições estabelecidas pelo órgão regulador e evitando também possíveis reclamações por parte dos consumidores.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1 RODRÍGUEZ, R. A. *Modelo Probabilístico para o Cálculo de Fluxo de Potência em Redes de Distribuição*. Dissertação de Mestrado, EPUSP, São Paulo, Brasil, 2002.

2 JARDINI, J. A. *Curvas diárias de carga – base de dados estabelecida com medições em campo*. CIRED Argentina, 1998.