

# Estudo de Perdas Não Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Gabriel F. E. de F. e Souza\* Fillipe M. de Vasconcelos\*  
Thales A. S. Becker\* Michel W. de S. Campos\*\*

\*Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Mato Grosso, Cuiabá-MT, (e-mails: gabriel.souza4@sou.ufmt.br, fillipe.vasconcelos@ufmt.br, thales.becker@sou.ufmt.br).

\*\*Departamento de Eletricidade, Universidade Federal do Amazonas, Manaus-AM, (e-mails: michel.campos@ufam.edu.br).

---

**Abstract:** In Brazil and worldwide, regulatory agencies and energy concessionaires establish maximum allowable limits for losses in electricity supply. Within the energy loss study domain, non-technical losses stand out as important indicators of energy efficiency, especially in underdeveloped and developing countries. Currently, consumer meter inspection is the most widely used technique for identifying and locating points of non-technical losses. However, this approach has low accuracy and is greatly limited in terms of available human, financial, technical, legal, and social resources. Therefore, it is of interest to investigate new approaches that overcome current limitations and provide greater accuracy to inspections. This work proposes an approach based on the calculation of net power flow injections and the allocation of electricity meters (for zoning) to identify and locate non-technical losses in the system. A case study on the IEEE 37-bus system is conducted to validate the proposed approach. The results demonstrate that it was possible to identify and locate frauds through the allocation of energy meters at the beginning of each lateral branch of the analyzed distribution network's topology. In this study, the location of frauds was reduced from the 37 possible buses to only 6, which confirms the feasibility of the proposed approach.

**Resumo:** No Brasil e no mundo, as agências reguladoras e as concessionárias de energia estabelecem limites máximos admissíveis para perdas no fornecimento da energia elétrica. No universo de estudo das perdas de energia, destacam-se as perdas não técnicas como importantes indicadores do uso eficiente da energia, especialmente em países subdesenvolvidos e em desenvolvimento. Atualmente, o procedimento de inspeção na medição do consumidor é a técnica mais utilizada para identificação e localização de pontos em que há perdas não técnicas. Esta abordagem, todavia, além de baixa assertividade, são bastante limitadas em termos de disponibilidade de recursos humanos, financeiros, técnicos, jurídicos e sociais. É de interesse, portanto, que sejam investigadas novas abordagens que contornem as limitações atuais e forneçam maior assertividade às inspeções. Este trabalho propõe uma abordagem baseada no cálculo de injeções líquidas de fluxos de potência e de alocação de medidores de energia elétrica (para zoneamento) a fim de identificar e localizar perdas não técnicas no sistema. Um estudo de caso no IEEE37 barras é realizado a fim de validar a abordagem proposta. Os resultados mostram que foi possível identificar e localizar fraudes por meio da alocação de medidores de energia no início de cada ramal lateral da topologia da rede de distribuição analisada. Neste estudo reduziu-se a localização de fraudes das 37 barras possíveis, para somente 6, o que permite concluir a viabilidade da abordagem proposta.

**Keywords:** Electrical Distribution System; Fraud Detection; Non-technical losses.

**Palavras-chaves:** Detecção de Fraudes; Perdas Não Técnicas; Sistema Elétrico de Distribuição.

---

## 1. INTRODUÇÃO

As perdas de energia, classificadas em perdas técnicas (PT) e perdas não-técnicas (PNT), compõem o sistema elétrico de potência (SEP). Estas são definidas, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica, e dadas como a energia transportada pelas redes de transmissão e distribuição, mas que não são comercializadas (ANEEL, 2022).

As PT derivam dos aspectos construtivos, físicos e eletromagnéticos dos equipamentos. Como a transformação da energia elétrica em energia térmica (efeito joule); efeito corona; perdas nos núcleos dos transformadores; etc.

As PNT, por sua vez, consistem de furtos de energia, como ligação clandestina ou desvio direto da rede; fraudes de energia, como adulteração da medição ou impedimento de acesso ao medidor; erros de medição, como problemas nos

dispositivos eletroeletrônicos do medidor; e erros de faturamento.

As PNT de energia nas redes de distribuição é um tema que vem sendo estudado desde 1899 (Chauhan, A. *et al.*, 2013) e continuamente desde 1980. Tais perdas totalizaram em 2017 montantes financeiros de US\$ 96 bilhões em todo o mundo (Northeast Group LLC, 2017), e no Brasil montantes de R\$ 7,4 bilhões no ano de 2019 (Piotrowski, L. J. *et al.*, 2021). Sua relevância é reforçada pelo aumento da demanda de energia elétrica (ex.: no Brasil a demanda cresceu 3,4%/ano entre 2016 e 2021 (EPE, 2017)), que vem crescendo anualmente em todo o mundo.

No âmbito das PNT, a principal ferramenta utilizada para mitigar sua presença no SEP é o procedimento de inspeção. Essa estratégia, contudo, é limitada em sua efetividade (i.e., alta incidência de falsos positivo e negativo). Nesse cenário, destaca-se que as distribuidoras investem montantes significativos no combate as PNT, em vista dos altos recursos financeiros e humanos demandados para as inspeções.

Tendo em vista o exposto, este trabalho propõe uma abordagem baseada na resolução de fluxo de potência estático para identificação e localização de zonas com PNT. Nesta, a ferramenta OpenDSS<sup>TM</sup> é utilizada para avaliar e quantificar as PNT na distribuição.

A organização deste artigo é dividida em cinco seções. Na seção 2 é apresentada a abordagem proposta baseada em uma extensão de (Bezerra, U. H. *et al.*, 2016). Na seção 3, é descrito o Estudo de Caso realizado. Na seção 4, os resultados obtidos são apresentados e discutidos. Por fim, as conclusões e considerações para trabalhos futuros são expostas na seção 5.

## 2. ABORDAGEM PROPOSTA

A abordagem proposta prevê adicionar medidores de energia elétrica e dividir os correspondentes alimentadores primários de distribuição em zonas “observáveis”. Cada medidor possui a capacidade de monitorar a zona à jusante da posição em que foi alocado. Como esta abordagem é muito dependente dos custos envolvidos com aquisição e instalação de medidores de energia elétrica, é fundamental adotar estratégias que reduzam tais custos e maximizem os benefícios relativos à assertividade da localização das fraudes. Neste trabalho, portanto, recomenda-se determinar os números e as posições dos dispositivos de medição por meio de estudos que considerem a probabilidade de existirem fraudes em determinados alimentadores, a magnitude das mesmas, o tamanho (em km) das zonas a serem criadas e se vão englobar poucos ou muitos barramentos.

Em seguida utiliza-se a resolução de fluxos de potência em redes de distribuição, em que: (i) inicialmente, extraem-se os valores de energia mensal medida por cada um dos medidores alocados em campo, em kWh; (ii) em seguida, realiza-se um estudo de estimação de cargas. Neste estudo, tem-se como requisito conhecer a quantidade, o tipo (ex.: residencial, comercial, industrial, iluminação pública, etc.), e o correspondente perfil de carga típico para cada tipo, das

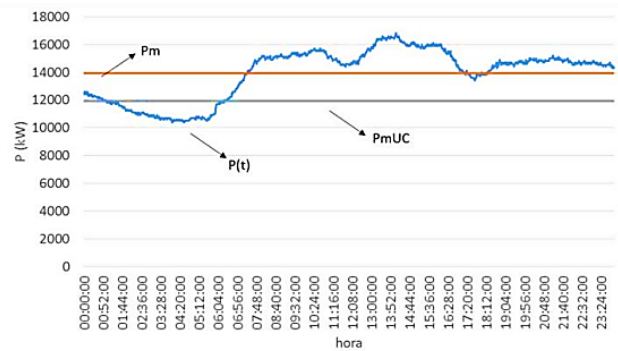


Fig. 1. Representação esquemática das potências em um alimentador (Bezerra, U. H. *et al.*, 2016).

unidades consumidoras conectadas aos barramentos do sistema. Tendo isto, determinam-se as demandas médias mensais por barra por meio das faturas de energia dos consumidores ao longo do mês. Como as informações de perfil de carga não são tipicamente precisas, extrapolações nas estimativas das demandas médias mensais podem ser necessárias, a fim de realizar o melhor casamento (i.e., minimização do erro quadrático médio) entre a demanda medida na subestação primária e a demanda estimada por barra. Mais detalhes são descritos em (Richardson, I. *et al.*, 2010); (iii) uma vez finalizado o processo de estimação de cargas, realiza-se o cálculo de um fluxo de potência para determinar o consumo de energia por medidor em um cenário denominado de “ausência de fraude”; (iv) por fim, calculam-se os erros absolutos entre os valores medidos pelos medidores em campo e os valores obtidos no cenário “ausência de fraude”. Os medidores que apresentarem discrepâncias superiores a limiares pré-definidos serão classificados em zonas no cenário “presença de fraude”. Ressalta-se que a abordagem proposta tem a capacidade não somente de identificar que existe fraude, mas também de classificar em que zona ocorreu. Vale ressaltar que múltiplas zonas podem ser classificadas como “presença de fraude”.

Em suma, a metodologia proposta utiliza a potência média obtida das faturas de energia dos consumidores, que já são de conhecimento da distribuidora de energia elétrica, para verificar a discrepância entre a soma das potências dos clientes e a medição da zona. O processo de zoneamento da rede, por sua vez, faz-se necessário para que cada zona seja vista como um alimentador completo. Instalar medidores de energia em pontos estratégicos é de interesse, portanto, a fim de permitir um zoneamento da rede de forma a equacionar o balanço de potência para a identificação de PNT.

Na Fig. 1 é mostrada a potência média em um determinado alimentador ( $P_m$ ), a potência média das unidades consumidoras conectadas ao alimentador em questão ( $P_{mUC}$ ) e a potência instantânea ( $P(t)$ ). A diferença entre as respectivas potências médias consiste nas perdas aferidas na rede.

Em seguida, utilizam-se cálculos de estimação de PT, por meio de fluxo de carga, para verificar se as perdas identificadas na região estão coerentes ou se apresentam um desvio significativo (i.e., superior a limiares pré-definidos).

## 2.1 Cálculo da Estimativa de Perdas Não Técnicas

A potência medida na entrada de um alimentador deve ser igual à soma das potências demandadas por unidade consumidora (UC) somadas às perdas técnicas e às perdas não técnicas. Sendo assim, para todo instante de tempo  $t$  que varia com granularidade horária do dia 0 ao último dia do mês, tem-se que:

$$P_{ME,t}^{Medida} = \sum_{UC \in \Omega_{ME}} P_{UC,t}^{Estimado} + PT_{ME,t}^{Calc} + PNT_{ME,t}^{Calc} \quad (1)$$

$$Q_{ME,t}^{Medida} = \sum_{UC \in \Omega_{ME}} Q_{UC,t}^{Estimado} + QT_{ME,t}^{Calc} + QNT_{ME,t}^{Calc} \quad (2)$$

$$E_{UC-mês} = \sum_{t=0}^{t=720} P_{UC,t}^{Estimado} \quad (3)$$

$$E_{ME-mês} = \sum_{UC \in \Omega_{ME}} E_{UC-mês} + \sum_{t=0}^{t=720} PT_{ME,t}^{Calc} + \sum_{t=0}^{t=720} PNT_{ME,t}^{Calc} \quad (4)$$

Em que:

$UC$  – é o subconjunto formado pelas barras do sistema, ou seja, uma UC é identificada como a soma de todas as unidades consumidoras de baixa tensão no transformador, ou como unidades consumidoras de média tensão (ex.: em um sistema de 10 barras, sendo a barra 1 a slack, então  $UC = \{2, 3, 4, \dots, 10\}$ );

$ME$  – é o subconjunto formado pelos medidores de energia de média tensão (ex.: em um sistema com 6 medidores, então  $ME = \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$ );

$t$  – é o subconjunto formado pelos instantes de tempo (ex.: em um intervalo de tempo de 30 dias, então  $t = \{1, 2, 3, \dots, 720\}$  horas);

$\Omega_{ME}$  – é o subconjunto formado pelas UC que pertencem à zona compreendida entre a região à jusante do correspondente medidor ME e a montante de eventuais outros medidores;

$P_{ME}^{Medida}$  - Potência ativa medida no medidor de energia ME, em MW;

$Q_{ME}^{Medida}$  - Potência reativa medida no medidor de energia ME, em MVAR;

$P_{UC}^{Estimado}$  - Potência ativa estimada para cada unidade consumidora UC, em MW, em um processo de estimação de cargas;

$Q_{UC}^{Estimado}$  - Potência reativa estimada para cada unidade consumidora UC, em MVAR, em um processo de estimação de cargas;

$PT_{ME}^{Calc}$  - Perdas técnicas ativas calculadas à jusante do medidor ME que monitora a zona da UC, em MW;

$QT_{ME}^{Calc}$  - Perdas técnicas reativas calculadas à jusante do medidor ME, em MVAR;

$PNT_{ME}^{Calc}$  - Perdas não técnicas ativas calculadas à jusante do medidor ME, em MW;

$QNT_{ME}^{Calc}$  - Perdas não técnicas reativas calculadas à jusante do medidor ME, em MVAR;

$E_{UC-mês}$  – Fatura de energia de uma UC no mês, em MWh;

$E_{ME-mês}$  – Energia medida no mês para cada medidor ME, em MWh.

Da Lei de Kirchoff dos nós, na ausência de fraudes, tem-se que o alimentador fornece potências ativas e reativas para suprir as demandas e as perdas técnicas, logo:

$$P'_{ME,t} = \sum_{UC \in \Omega_{ME}} P_{UC,t}^{Estimado} + PT_{ME,t}^{Calc} \quad (5)$$

$$Q'_{ME,t} = \sum_{UC \in \Omega_{ME}} Q_{UC,t}^{Estimado} + QT_{ME,t}^{Calc} \quad (6)$$

Em que:

$P'_{ME}$  - Potência ativa que atravessa o medidor ME no cenário de ausência de fraudes;

$Q'_{ME}$  - Potência reativa que atravessa o medidor ME no cenário de ausência de fraudes.

Levando em consideração as equações de (1) a (6), calculam-se as PNT na zona do medidor ME conforme as equações (7) e (8). Assim, tem-se que:

$$PNT_{ME,t}^{Calc} = P_{ME,t}^{Medida} - P'_{ME,t} \quad (7)$$

$$QNT_{ME,t}^{Calc} = Q_{ME,t}^{Medida} - Q'_{ME,t} \quad (8)$$

Note que se existir PNT em qualquer UC ao longo de todo o sistema, então  $PNT_{ME,t}^{Calc} \neq 0$  e  $QNT_{ME,t}^{Calc} \neq 0$ , uma vez que o fluxo de potência, desde a subestação primária, estará modificado. Assim, as zonas que tiverem valores mais significativos de  $PNT_{ME,t}^{Calc}$  e  $QNT_{ME,t}^{Calc}$  é que serão classificadas como zonas com presença de PNT. Nas equações (9) e (10), portanto, define-se o termo “significativo” como um limiar  $\beta$  de identificação de zona em que há PNT. Assim, tem-se que:

$$PNT_{ME,t}^{Calc} > \beta \quad (9)$$

$$QNT_{ME,t}^{Calc} > \beta \quad (10)$$

Na seção 3 é apresentado um estudo de caso utilizando o processo de zoneamento por meio de medidores para identificação e localização das PNT.

## 3. ESTUDO DE CASO

Um estudo de caso foi realizado por meio de simulações no sistema IEEE 37 Barras (Kersting, W. H. 1991), cujo diagrama unifilar é mostrado na Fig. 2. A rede utilizada é uma representação de um alimentador real localizado na Califórnia, EUA. Destaca-se que este sistema apresenta características típicas de redes de distribuição, tais como: radial, desbalanceado com cargas monofásicas e trifásicas conectadas ao sistema. A rede analisada possui o nível de tensão de 4,8 kV.

Para o desenvolvimento do estudo de caso, a rede foi dividida em 6 zonas diferentes. Cada zona possui um medidor de

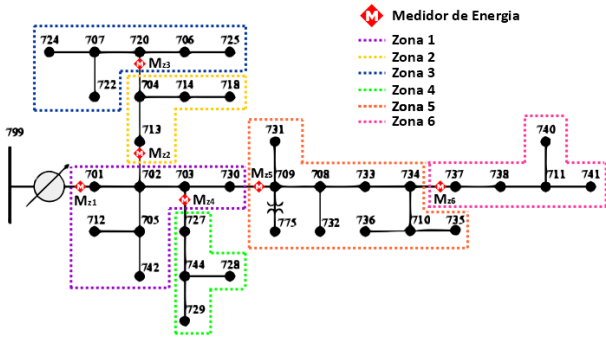


Fig. 2. IEEE 37 barras dividido em zonas.

energia posicionado no início da zona a fim totalizar a energia do trecho. Na Fig. 2 é possível observar o posicionamento dos medidores, bem como quais barras pertencem a qual zona.

Levando em consideração que o período de faturamento das unidades consumidoras é 30 dias, a simulação foi realizada contemplando este período de tempo. Para isto as cargas conectadas ao sistema foram divididas em 3 (três) perfis de carga diferentes.

Para se avaliar o estudo de caso de maneira realística, procede-se com um estudo de estimação de cargas conforme descrito na Seção 2. Neste trabalho, contudo, e sem perda de generalidade da abordagem proposta, assume-se que este estudo já foi realizado e que seis perfis de carga típicos (Vasconcelos, F. M., 2017) foram obtidos e são mostrados na Fig. 3. Para cada barra do sistema foram alocadas as combinações A-D, B-E ou C-F correspondentes para fim de semana e dia de semana, respectivamente.

Para validar a proposta deste trabalho foram utilizados *energymeters*, do OpenDSS, sendo os dados extraídos após a execução da simulação.

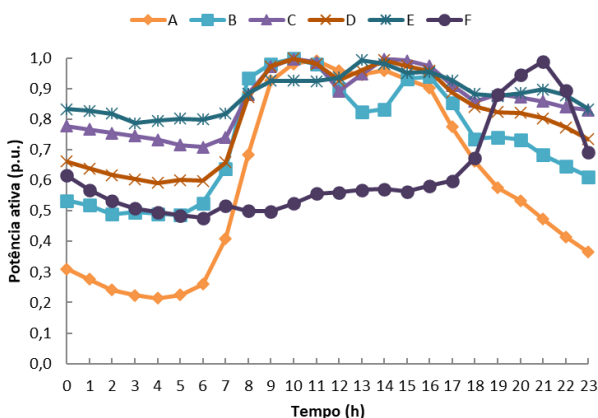


Fig. 3. Perfis de carga (Vasconcelos, F. M., 2017).

O caso “A”, também chamado de caso-base, apresenta um cenário de estudo sem PNT. Neste, a diferença entre a soma das faturas dos consumidores e a medição totalizadora (*i.e.*, o valor medido em MWh pelo *energymeter* por zona) representa as PT do sistema. Em termos de OpenDSS, os

*energymeters* registram 67 dados distintos, de modo que os dados dos registradores 1 e 5 foram extraídos como medição totalizadora e como somatório das faturas dos consumidores da zona, respectivamente.

Os casos “B”, “C” e “D”, que serão descritos a seguir, por sua vez, serão abordados como casos de estudo com PNT correspondente a 10% do valor da potência instalada em barra única, em duas barras e em três barras, respectivamente.

Para o caso “B”, que corresponde ao estudo de caso considerando PNT em apenas 1 das barras do sistema. Neste caso incluiu-se a PNT na barra 724 (*i.e.*, na zona 3).

Para o caso “C”, que corresponde ao estudo de caso com PNT em 2 barras em zonas distintas, considerou-se que as barras 742 (*i.e.*, na zona 1) e a 740 (*i.e.*, na zona 6) possuem PNT. Este estudo de caso foi criado com o intuito de avaliar a eficácia da abordagem proposta considerando fraudes simultâneas no início do alimentador e em uma zona com derivações para outras zonas.

Para o caso “D”, por fim, foi realizada uma simulação que apresenta PNT em 3 barras distintas e em zonas distintas do alimentador. Foram escolhidas as barras 728 (*i.e.*, na zona 4), 734 (*i.e.*, na zona 5) e 714 (*i.e.*, na zona 2).

#### 4. RESULTADOS

Tendo em vista os estudos de caso “A”, “B”, “C” e “D” descritos na seção 3, o processo de identificação e localização de PNT é iniciado por meio da extração de dados dos seis medidores, no intervalo de tempo de 30 dias, conforme ilustrado na Fig. 3. Adotou-se o valor de limiar de detecção de  $\beta = 0,5\%$ .

A definição dos valores de referência é iniciada no caso “A”, a fim de determinar, de maneira realística, as PT esperadas em uma operação sem PNT, (*i.e.*,  $PNT_{ME,t}^{Calc} = QNT_{ME,t}^{Calc} = 0$  para todo instante t), resolvendo as equações (7) e (8). A Tabela 1 mostra os valores de energia medida por zona (em MWh), de energia faturada (em MWh) por todas as unidades consumidoras, de perdas totais (em MWh) e de perdas percentuais (em %) no transporte da energia. Ratifica-se que no caso “A” as perdas totais correspondem as PT.

A Fig. 4 ilustra as perdas percentuais da Tabela 1. Estes valores são mostrados porque serão adotados como referência de PT para os casos “B”, “C” e “D”. Desta, é possível observar que a zona 01 é a que apresenta maior percentual de PT por ser a zona mais à montante do alimentador primário. Em outras palavras, a totalidade da energia consumida pelas unidades consumidoras é transportada pelos alimentadores contidos nesta zona.

Tabela 1. Dados de Medição – Caso “A”.

Medidor	Energia Medida (MWh)	Energia Faturada (MWh)	Perdas (MWh)	Perdas (%)
Zona 01	505,34	485,32	20,02	3,96
Zona 02	110,75	109,91	0,84	0,76
Zona 03	175,74	174,80	0,94	0,53
Zona 04	130,06	129,89	0,18	0,14
Zona 05	209,58	207,11	2,48	1,18
Zona 06	206,64	206,00	0,64	0,31

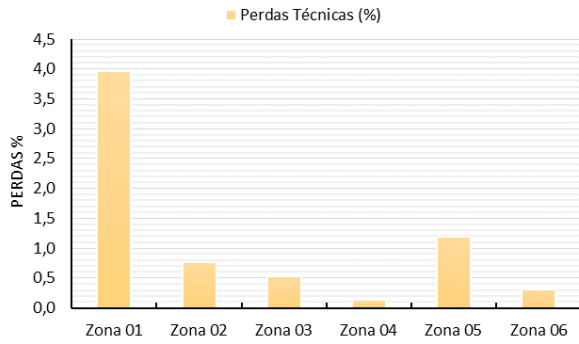


Fig. 4. Perdas Técnicas no caso "A".

Para a simulação do caso "B", admite-se os mesmos valores de energia faturada do caso A, ou seja, os mesmos valores de  $E_{UC-mês}$  para todas as UCs. Em seguida, incrementou-se em 10% os valores de  $P_{UC,t}^{Estimado}$  na barra 724. A Tabela 2 mostra os valores por zona de energia medida ( $E_{ME-mês}$ ), energia faturada ( $\sum_{UC \in \Omega_z} E_{UC-mês}$ ), perdas totais absolutas ( $PT_{ME,t}^{Calc} + PNT_{ME,t}^{Calc}$ ) e percentuais, e o desvio observado das perdas totais percentuais do caso "B" em relação ao caso "A" (i.e.,  $PNT_{ME,t}^{Calc}$ ).

Na Tabela 2 observe que, por meio das perdas no caso "A", é possível aferir que houve um incremento de 1,43% na zona 03. Tal discrepância indica a "presença de fraude na zona".

Observe ainda que as zonas 01 e 02 apresentam uma pequena variação nas perdas. Isto é coerente porque a energia não faturada na zona 03 é transportada pelas zonas 01 e 02. A Fig. 5 mostra  $PNT^{Calc}$  nesse cenário e é possível observar o relevante incremento das perdas percentuais de energia na zona 03, que existe PNT.

Tabela 2. Dados de Medição – Caso "B" – Fraude na barra 724.

Medidor	Energia Medida (MWh)	Energia Faturada (MWh)	Perdas (MWh)	Perdas (%)	$PNT^{Calc}$ (%)
Zona 01	505,38	485,32	20,06	3,97	0,01
Zona 02	110,77	109,91	0,86	0,77	0,02
Zona 03	178,30	174,80	3,49	1,96	1,43
Zona 04	130,06	129,89	0,18	0,14	0,00
Zona 05	209,58	207,11	2,48	1,18	0,00
Zona 06	206,63	206,00	0,64	0,31	0,00

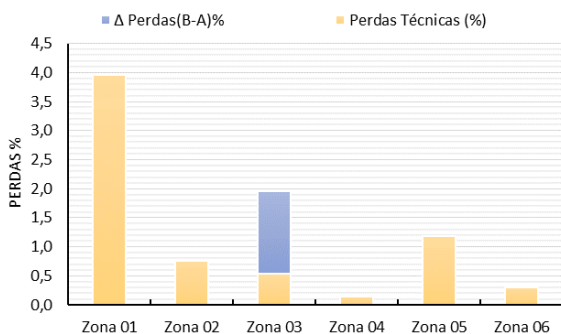


Fig. 5. Perdas no caso "B" com fraude na barra 724.

Para a simulação do caso "C", fraudes foram consideradas nas barras 740 e 742, simultaneamente, e que estão localizadas em zonas distintas do sistema, vide Fig. 2. A Tabela 3 mostra os resultados lidos nos *energymeters* via OpenDSS. A Fig. 6 mostra a  $PNT^{Calc}$ , com destaque para os valores nas zonas 01 e 06.

Tabela 3. Dados de Medição – Caso "C".

Medidor	Energia Medida (MWh)	Energia Faturada (MWh)	Perdas (MWh)	Perdas (%)	$PNT^{Calc}$ (%)
Zona 01	510,44	485,32	25,13	4,92	0,96
Zona 02	110,71	109,91	0,80	0,72	-0,04
Zona 03	175,73	174,80	0,92	0,53	-0,01
Zona 04	130,05	129,89	0,17	0,13	-0,01
Zona 05	209,62	207,11	2,51	1,20	0,01
Zona 06	211,08	206,00	5,08	2,41	2,10

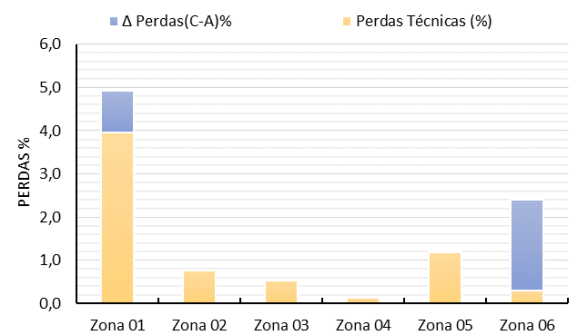


Fig. 6. Perdas no caso "C".

Para a simulação do caso "D", por fim, fraudes foram consideradas nas barras 714, 728 e 734, simultaneamente, que estão localizadas em zonas distintas do sistema, vide Fig. 2. A Tabela 4 mostra os resultados lidos nos *energymeters*. A Fig. 7 mostra a  $PNT^{Calc}$ , com destaque para os valores nas zonas 02, 04 e 05. Observe que a fraude na zona 04 apresenta uma diferença em relação ao caso base de 4,63%, o que é consideravelmente maior que as demais. A justificativa reside no fato de a barra escolhida na correspondente zona possuir uma demanda bastante elevada, em comparação às demais, o que pode, inclusive, indicar fraude em grandes consumidores.

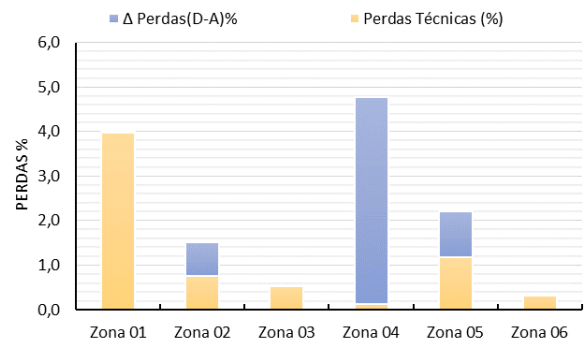


Fig. 7. Perdas no caso "D".

Tabela 4. Dados de Medição – Caso “D”

Medidor	Energia Medida (MWh)	Energia Faturada (MWh)	Perdas (MWh)	Perdas (%)	$PNT^{Calc}$ (%)
Zona 01	505,62	485,32	20,31	4,02	0,05
Zona 02	111,59	109,91	1,68	1,50	<b>0,75</b>
Zona 03	175,74	174,80	0,93	0,53	0,00
Zona 04	136,39	129,89	6,51	4,77	<b>4,63</b>
Zona 05	211,79	207,11	4,69	2,21	<b>1,03</b>
Zona 06	206,56	206,00	0,56	0,27	-0,04

#### 4.1 Análise de Sensibilidade de $\beta$ na Detecção da Fraude

Nesta análise, propõe-se variar o incremento de carga fraudulenta de 10% a 1% da potência nominal da UC, a fim de verificar a eficácia da abordagem proposta na detecção de PNT. A avaliação é realizada somente no estudo do caso “B”. Mantém-se o limiar de detecção  $\beta = 0,5\%$  como o percentual de divergência entre as perdas totais dos casos sem e com PNT.

Tabela 5. Análise de sensibilidade

Fraude na barra (%)	Energia Medida (MWh)	Energia Faturada (MWh)	Perdas (MWh)	Perdas (%)	$PNT^{Calc}$ (%)
10	178,30	174,80	3,49	1,96	1,43
9	178,05	174,80	3,24	1,82	1,29
8	177,79	174,80	2,99	1,68	1,15
7	177,54	174,80	2,74	1,54	1,01
6	177,29	174,80	2,48	1,40	0,87
5	177,03	174,80	2,23	1,26	0,73
4	176,78	174,80	1,98	1,12	<b>0,59</b>
3	176,53	174,80	1,72	0,98	0,45
2	176,27	174,80	1,46	0,83	0,30
1	175,99	174,80	1,19	0,68	0,15

Considerando 10 simulações computacionais implementando a análise descrita, observe na Tabela 5 que até 4% de incremento de demanda obteve-se um percentual de perdas acima do limiar definido, (i.e.,  $PNT^{Calc} = 0,59\% > 0,50\%$ ). Para fraudes de 3%, 2% e 1%, por sua vez, a PNT não seria detectada. A Fig. 8 ilustra a análise de sensibilidade realizada, com o limiar de detecção representado por uma reta na cor laranja.

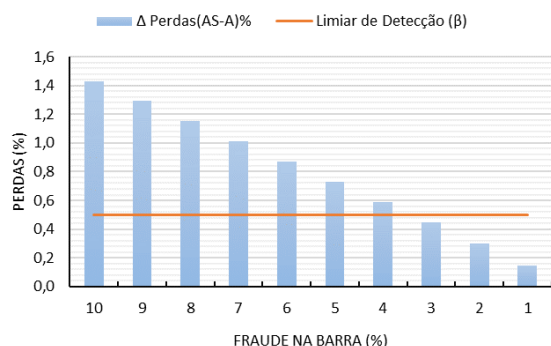


Fig. 8. Análise de sensibilidade.

Diante dos resultados das simulações realizadas, avaliar a determinação de  $\beta$  com valores compatíveis é fundamental

para que a metodologia proposta seja robusta à falsos positivos e falsos negativos na atividade de detecção de PNT.

## 5. CONCLUSÕES

As detecção e localização de PNT compõem um dos grandes desafios a serem superados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. Nesse cenário, este trabalho propõe uma abordagem estendida de (Bezerra, U. H. et al., 2016). de soma de injeção líquida de potência que é baseada em estimação de cargas, resolução de fluxos de potência, e alocação de medidores de energia, a fim de proporcionar uma estratégia eficaz de identificar e localizar as perdas não técnicas em redes de distribuição de energia.

Um estudo de caso foi realizado no sistema IEEE-37 barras, dividido em casos “A”, “B”, “C” e “D”, de modo que se avalia a capacidade de detecção e localização de fraudes simples e múltiplas. Os resultados mostraram que a metodologia é capaz de detectar zonas com PNT com um número reduzido e flexível de medidores alocados de acordo com a disponibilidade financeira para aquisição dos mesmos e a necessidade de redução das zonas para localização das PNT. Em termos práticos, portanto, recomenda-se que a abordagem proposta seja aplicada somente em zonas de redes de distribuição que mais causem prejuízos financeiros para as concessionárias (i.e., com maior probabilidade de ocorrência e com maiores montantes de MWh fraudados).

## REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica. *Perdas de Energia*. 2022.
- Bezerra, U. H., Soares, T. M., Nunes, M. V. A., Tostes, M. E. L., Vieira, J. P. A., Agamez, P., ... & de Oliveira, R. C. Non-technical losses estimation in distribution feeders using the energy consumption bill and the load flow Power Summation Method. *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)* (pp. 1-6). 2016.
- Chauhan, Abhishek, and Saurabh Rajvanshi. Non-technical losses in power system: A review. *International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC)*. IEEE, 2013.
- Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia*, 2026. 2017.
- Kersting, William H. Radial distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems* 6.3, 975-985. 1991.
- Northeast Group LLC. *Electricity Theft and Non-Technical Losses: Global Markets, Solutions, and Vendors*. 2017.
- Piotrowski, L. J., Franchi, D., Medeiros, L. H., Kaminski Júnior, A. M., Lazari, G. M. D., & Abaide, A. D. R. Análise das perdas de energia no sistema elétrico de distribuição brasileiro. *SEPOC*, 2021.
- Richardson, I., Thomson, M., Infield, D., & Clifford, C. Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model. *Energy and buildings*, 42(10), 1878-1887. 2010.
- Vasconcelos, Fillipe Matos de. Uma abordagem Lagrangiana na otimização Volt/VAR em redes de distribuição. Diss. Universidade de São Paulo, 2017.