

Relevância do Modelo de Carga ZIP em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Arthur O. Silva* Lina P. G. Negrete* Gelson A. A. Brigatto*

* Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação,
Universidade Federal de Goiás, GO, Brasil
(e-mails: arthuroliveira.097@discente.ufg.br; lina_negrete@ufg.br;
gelson_brigatto@ufg.br).

Abstract: This paper presents a technical analysis that shows the relevance of considering the ZIP model in the load flow problem applied to electric power distribution systems. The main objective of the analysis is to numerically evaluate the impact of this modeling in the solution of optimization problems traditionally addressed in the planning of power electrical systems. The mathematical analysis performed using the IEEE 118-bus theoretical network demonstrates that the technical losses and voltage profiles obtained in the optimal solution of the problem differ when three ZIP model scenarios are considered, which means that this approach should not be neglected in system planning and operation studies, since non-consideration of the ZIP model can bring impacts on the network diagnostic and consequently lead to imprudent investments from the perspective of the minimum overall cost required by ANEEL.

Resumo: Este artigo apresenta uma análise técnica que mostra a relevância da consideração do modelo ZIP no problema do fluxo de carga aplicado aos sistemas de distribuição de energia elétrica. O objetivo principal da análise é avaliar numericamente o impacto desta modelagem na solução dos problemas de otimização tradicionalmente abordados no planejamento de sistemas elétricos de potência. A análise matemática realizada usando a rede teórica IEEE 118-bus permite mostrar que as perdas técnicas e os perfis de tensão obtidos na solução ótima do problema diferem quando três cenários de modelo ZIP são considerados, ou seja, essa abordagem não deve ser negligenciada em estudos de planejamento e operação dos sistemas, pois a não-consideração do modelo ZIP pode trazer impactos no diagnóstico da rede e conseqüentemente a investimentos imprudentes sob a ótica do mínimo custo global que a ANEEL preconiza.

Keywords: ZIP Model; Load Flow; Power Losses; Network Planning, Optimization.

Palavras-chaves: Modelo ZIP; Fluxo de Potência; Perdas Técnicas; Planejamento de Redes, Otimização.

1. INTRODUÇÃO

A análise do fluxo de potência é parte fundamental de diversas simulações inerentes ao processo de planejamento da expansão dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE). Sua relevância se apresenta pela necessidade do pleno conhecimento do estado elétrico da rede no seu estado atual, bem como os efeitos da interligação com outros sistemas e conexão de novas cargas e gerações (Stevenson, 1986).

Ademais, a modelagem de cargas, fator importante na solução do Problema de Fluxo de Potência (também conhecido como Problema do Fluxo de carga - PFC), apresenta-se como um critério pertinente na simulação de sistemas. Visto que as cargas ativa e reativa de uma barra genérica do sistema têm dependência com o módulo da tensão da barra, elas podem ser caracterizadas através do modelo ZIP, o qual define três parcelas (potência constante, corrente constante e impedância constante), as quais buscam refletir o comportamento das cargas face as variações de tensão na barra a qual estão conectadas (Brigatto, 2021).

No entanto, o modelo ZIP não raramente é negligenciado durante as simulações em softwares comerciais os quais geralmente oferecem, de forma nativa, a modelagem ZIP dentro dos seus métodos de fluxo de potência. A resolução do PFC considerando o comportamento das cargas como potência constante, por exemplo, tem impactos não somente no âmbito técnico, mas também econômico. As distribuidoras de energia elétrica se valem dos resultados do PFC para encontrar criticidades em seu sistema, tanto no estado atual quanto na expansão futura e, assim criar um plano de investimentos com o objetivo de mitigar tais problemas. Essas criticidades geralmente correspondem a tensões abaixo dos níveis permitidos pela legislação vigente, carregamentos superiores aos nominais de cada equipamento, entre outros. Nesse sentido, a consideração de cargas como potência constante se apresenta como um risco, uma vez que pode levar a investimentos imprudentes sob a ótica de menor custo global, preconizada no Módulo 2 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2021b).

Nesse contexto, o presente trabalho tem por objetivo apresentar a relevância e as consequências da modelagem de cargas para o fluxo de potência em sistemas de distribuição de energia elétrica através da consideração do modelo ZIP nas análises. Para exemplificar tal impacto, as propostas de alocações de Gerações Distribuídas (GDs) e bancos de capacitores apresentadas em um artigo já publicado serão revisitadas para demonstrar que os ganhos em termos de perdas elétricas e tensões nas barras variam consideravelmente quando três cenários de modelo ZIP são considerados.

O artigo tem a seguinte estrutura: de início, a base teórica do modelo de carga ZIP é apresentada, com suas respectivas alterações nas equações do problema do fluxo de potência. Em seguida, uma breve discussão mostra que a falta de diretrizes claras nas normativas da ANEEL tem potencial de gerar impacto econômico nas intervenções que as concessionárias de energia elétrica devem propor para a melhoria da rede. Na sequência, são apresentados os resultados das simulações realizadas e suas respectivas análises e, finalmente, as principais conclusões do estudo são apresentadas.

2. BASE TEÓRICA E REGULAÇÃO VIGENTE

2.1 Modelo ZIP

A modelagem clássica do problema de fluxo de carga considera os dados de carga ativa P_k^C e reativa Q_k^C em uma barra genérica k do sistema em estudo como independentes do módulo da tensão da barra V_k , tal que as cargas são modeladas por valores de potências constantes. Contudo, esta abordagem pode não condizer com o comportamento real de diversos tipos de carga presentes em um sistema elétrico, visto que esta consideração é correta somente se as magnitudes das tensões nodais permanecerem iguais aos seus respectivos valores nominais. Assim, na necessidade de uma abordagem mais abrangente do comportamento das cargas de rede, pode-se empregar o chamado modelo ZIP para a representação de cargas dependentes da tensão de barra.

Em sua formulação mais geral, o modelo ZIP é baseado em valores de tensão e de potência para modelar até três parcelas definidas como potência constante, corrente constante e impedância constante, tal que a representação de cargas ativa P_k^C e reativa Q_k^C em uma barra genérica k são definidas por:

$$P_k^C = (a_k^p + b_k^p V_k + c_k^p V_k^2) P_k^{ref} \quad (1)$$

$$Q_k^C = (a_k^q + b_k^q V_k + c_k^q V_k^2) Q_k^{ref} \quad (2)$$

onde P_k^{ref} e Q_k^{ref} são os valores nominais de potência da barra k e os termos a_k^p , b_k^p , c_k^p , a_k^q , b_k^q e c_k^q residem em parâmetros adimensionais que representam a importância de cada parcela na carga da barra k contemplado no modelo ZIP. Esses parâmetros podem ser descritos como:

- a_k^p , a_k^q : parcelas de carga ativa e reativa, respectivamente, modeladas como potência constante;
- b_k^p , b_k^q : parcelas de cargas ativa e reativa, respectivamente, modeladas como corrente constante;

- c_k^p , c_k^q : parcelas de cargas ativa e reativa, respectivamente, modeladas como impedância constante.
- a_k^p , b_k^p , $c_k^p \in [0,1]$, tal que: $a_k^p + b_k^p + c_k^p = 1$
- a_k^q , b_k^q , $c_k^q \in [0,1]$, tal que: $a_k^q + b_k^q + c_k^q = 1$

Considerando as equações (1) e (2), a representação da injeção de potência ativa P_k^C e reativa Q_k^C em uma barra genérica k precisa ser redefinida da seguinte forma:

$$P_k = P_k^G - P_k^C \Rightarrow P_k = P_k^G - (a_k^p + b_k^p V_k + c_k^p V_k^2) P_k^{ref} \quad (3)$$

$$Q_k = Q_k^G - Q_k^C \Rightarrow Q_k = Q_k^G - (a_k^q + b_k^q V_k + c_k^q V_k^2) Q_k^{ref} \quad (4)$$

onde P_k^G e Q_k^G representam as potências ativa e reativa de geração, respectivamente, em uma barra k do sistema.

2.2 Regulação Brasileira

O planejamento da expansão de qualquer sistema de distribuição dentro do território brasileiro tem como premissa o atendimento aos requisitos mínimos dispostos no Módulo 2 do PRODIST. Neste documento, a ANEEL apresenta uma série de instruções que têm por objetivo estabelecer diretrizes, requisitos e critérios para o planejamento de tais sistemas, considerando aspectos como: previsão de demanda, caracterização da carga, critérios de planejamento, etc., (ANEEL, 2021b). Um dos pontos abordados no módulo supracitado é a modelagem de cargas. A seção 2.3. Critérios e Estudos de Planejamento, parágrafo 2.10.6, estabelece que:

“Em regime permanente, a carga deve ser preferencialmente representada pelo modelo de potência constante, para as potências ativa e reativa.”

No entanto, deve-se ressaltar que tal afirmação pertence ao âmbito do Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) definido, no Módulo 1 - Introdução (ANEEL, 2021a), no PRODIST como:

“Conjunto de linhas e subestações que conectam as barras da rede básica ou de centrais geradoras às subestações de distribuição em tensões típicas iguais ou superiores a 69 kV e inferiores a 230 kV, ou instalações em tensão igual ou superior a 230 kV quando especificamente definidas pela ANEEL.”

Nesse sentido, a seção que versa sobre o Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) não apresenta nenhuma orientação sobre o modelo de carga a ser considerado durante as simulações de fluxo de potência inerentes a qualquer processo de planejamento da expansão dos sistemas elétricos.

Não obstante, também faz-se necessário observar os critérios dispostos no Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição (ANEEL, 2021c) do PRODIST, uma vez que as perdas técnicas são um produto inerente ao próprio cálculo do fluxo de potência. Neste módulo, o PRODIST afirma na seção 4, parágrafo 4.9 que:

“O modelo adotado para as cargas conectadas ao SDMT e ao SDBT é denominado ZIP, composto por 100% de impedância constante para parcela reativa e de 50% potência constante e 50% impedância constante para a parcela ativa da carga.”

Observa-se portanto a ausência de uma metodologia clara na regulação brasileira que considere a realidade das redes de distribuição no momento de modelar as cargas, trazendo uma incerteza nos resultados do fluxo de potência, o que tem impacto direto no planejamento técnico e financeiro da expansão das redes elétricas.

3. IMPACTO DO MODELO ZIP EM PROBLEMAS DE OTIMIZAÇÃO

A alocação ótima de equipamentos em redes de distribuição de energia elétrica, aplicada em diversos problemas de planejamento, operação e controle, passa pela modelização matemática do problema e sua consequente resolução através de métodos de otimização clássica e meta-heurísticas baseadas em algoritmos genéticos, busca tabu, etc.

Tais modelos visam minimizar alguns parâmetros (perdas técnicas, custos de operação, tempo de interrupção, etc.) e maximizar outros (eficiência operacional, barras com tensões adequadas, qualidade da energia elétrica, etc) (Bansal, 2005).

Para exemplificar o impacto da consideração do modelo ZIP em tais otimizações, será tomado como referência o trabalho apresentado em Nawaz et al. (2016). Neste artigo é apresentada uma metodologia para a alocação ótima de equipamentos, especificamente bancos de capacitores e unidades de geração distribuída, em redes de distribuição de energia elétrica com vistas à redução de perdas técnicas. Para testar a proposta, os autores utilizam a rede de 118 barras do IEEE, a qual possui uma carga total de 22.709,7 kW e 17.041,1 kVAR. Os dados de barras e linhas de tal rede são descritos em Zhang et al. (2007) e a topologia é apresentada na Figura 1.

Neste trabalho, três cenários de alocação de equipamentos são propostos:

- Caso 1: Alocação apenas de GDs nas barras 51 (1680 kW), 74 (1820 kW) e 111 (1760 kW).
- Caso 2: Alocação apenas de um banco de capacitores de 2500 kVAR na barra 74.
- Caso 3: Alocação simultânea de GDs e banco de capacitores, conforme dados descritos nos casos 1 e 2.

Os resultados apresentados em Nawaz et al. (2016) para o fluxo de potência correspondem às perdas totais de potência ativa (em kW) e menor tensão nodal (em p.u.) do sistema. No entanto, tais resultados negligenciam que as cargas têm diferentes respostas às variações de tensão a cada iteração do fluxo de potência, ou seja, o modelo ZIP não é considerado (o que é equivalente a modelar as cargas como 100% potência constante), e as consequências de tal desconsideração são discutidas a seguir.

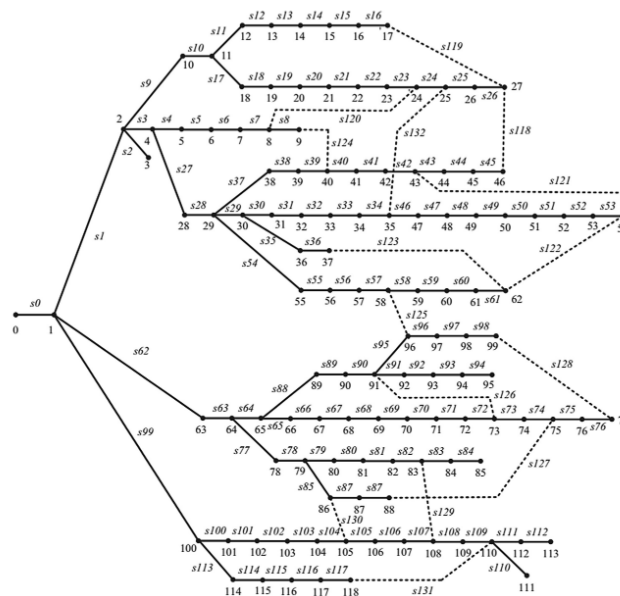


Figura 1. Topologia da rede de 118 barras.

Para o caso base (sem alocação de equipamentos) e para os três casos citados anteriormente, novos fluxos de potência foram executados, considerando três cenários de modelo ZIP:

- 100% impedância constante (doravante denominado “Z const.”);
- 100% potência constante (doravante denominado “P const.”);
- 100% de impedância constante para parcela reativa e de 50% potência constante e 50% impedância constante para a parcela ativa da carga (doravante denominado “ANEEL”), conforme preconizado no Módulo 7 do PRODIST.

Além disso, para discutir o impacto do modelo ZIP na variação de tensão de cada barra, utiliza-se como base as tensões de referência estabelecidas na regulação brasileira, cujos limites para redes entre 1 e 69 kV são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2021d) e apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Faixas de variação de tensão definidas pela ANEEL.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão (TB) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

3.1 Caso base (sem alocação de equipamentos)

O perfil de tensão dos três cenários extremos de modelo ZIP propostos é apresentado na Figura 2, onde se observa que a maior diferença de tensão se dá entre a modelagem das cargas como 100% impedância constante e 100% potência constante. Tal diferença é explicada pela alteração da potência consumida pelas cargas devido à variação do valor da tensão em cada barra a cada iteração, conforme descrito em (1) e (2).

Além disso, a Figura 3 mostra a divisão das barras nos *clusters* correspondentes às faixas de variação de tensão definidas pela ANEEL no Módulo 8 do PRODIST. Observa-se que a quantidade de barras em cada *cluster* varia dependendo do modelo ZIP considerado. Por exemplo, a quantidade de barras no *cluster* adequado varia de 94 (P const.) até 100 (Z const.).

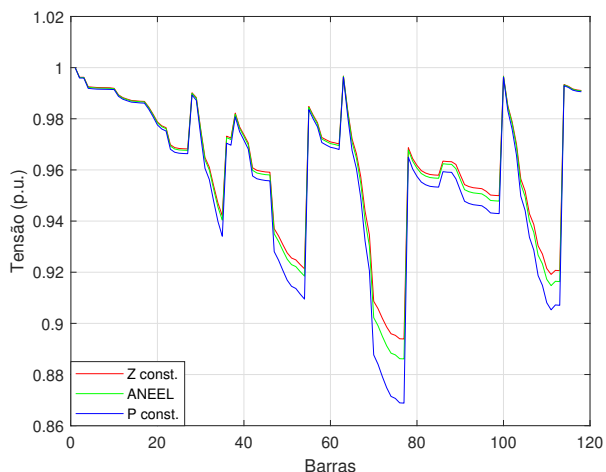


Figura 2. Perfil de tensão para o caso base.

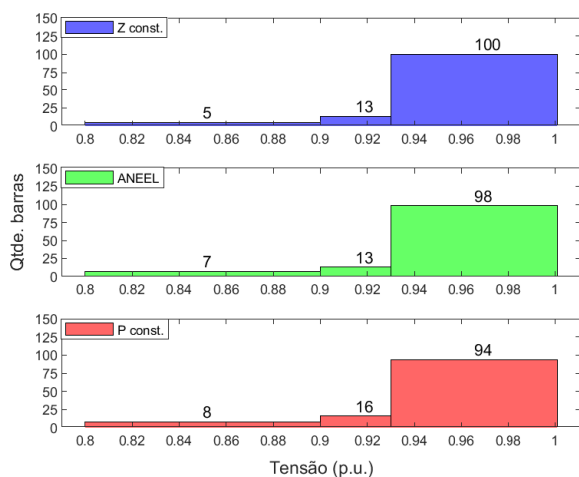


Figura 3. Histograma de tensão para o caso base.

3.2 Caso 1: Alocação apenas de GDs nas barras 51 (1680 kW), 74 (1820 kW) e 111 (1760 kW)

A Tabela 2 apresenta, para o caso 1 e para cada cenário de modelo ZIP, a comparação entre as perdas técnicas em kW do caso base (sem alocação de equipamentos) e as perdas quando se aloca GDs em três barras do sistema. Observa-se que quando o modelo ZIP não é considerado, tal alocação traria uma redução de 43% nas perdas elétricas totais do circuito, porém tal valor de fato deveria estar entre o intervalo de 36 a 43% se alguma variação nos coeficientes do modelo ZIP fosse considerada.

A Figura 4 mostra que, após a alocação das GDs, todas as barras tem suas tensões dentro do *cluster* adequado preconizado pelo PRODIST, mesmo que a tensão final em cada barra seja diferente para cada modelo de carga ZIP.

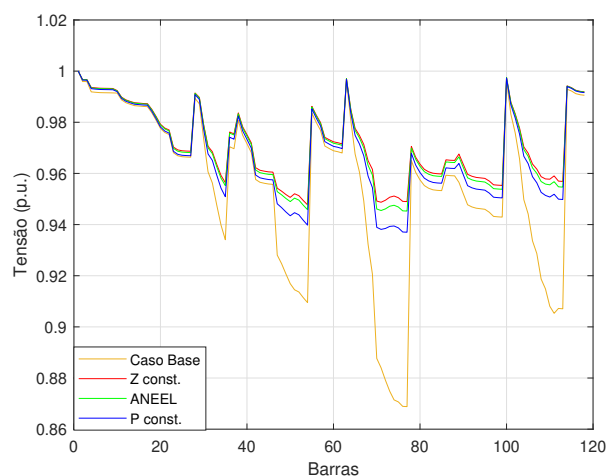


Figura 4. Perfil de tensão para o caso 1.

Tabela 2. Comparação das perdas elétricas para o caso 1.

	Modelo ZIP	Perdas Elétricas (kW)	
		Caso base	Caso 1
Caso 1	Z const.	Caso base	964,1
		Caso 1	615,5
		Redução	36%
	ANEEL	Caso base	1102,4
		Caso 1	640,6
		Redução	42%
P const.	Caso base	1297,7	
	Caso 1	745,7	
	Redução	43%	

3.3 Caso 2: Alocação apenas de um banco de capacitores de 2500 kVAr na barra 74

A Tabela 3 demonstra que a alocação de um banco de capacitores de 2500 kVAr na barra 74 apresenta um *range* de 3 a 9% na redução das perdas elétricas, mostrando novamente a relevância de se considerar o modelo ZIP em problemas de alocação ótima de equipamentos.

A Figura 5 mostra que a alocação do banco de capacitores não é suficiente para trazer todas as barras para o *cluster* “adequado” do PRODIST (> 0,93 p.u.). No entanto, a Figura 6 evidencia que a quantidade de barras em cada *cluster* varia a depender do modelo ZIP considerado.

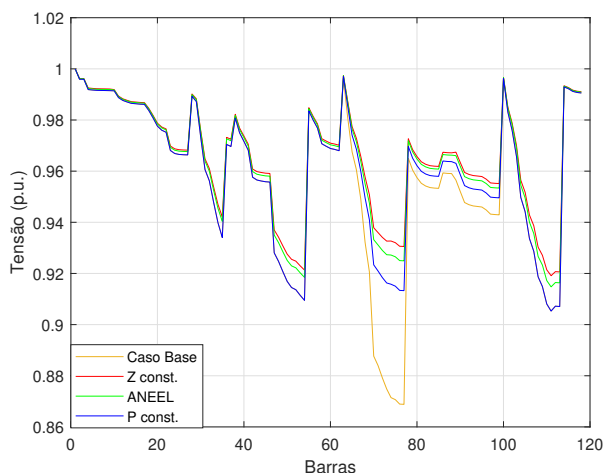


Figura 5. Perfil de tensão para o caso 2.

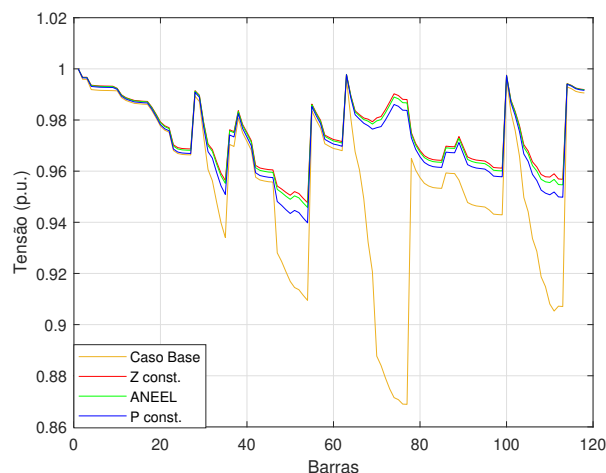


Figura 7. Perfil de tensão para o caso 3.

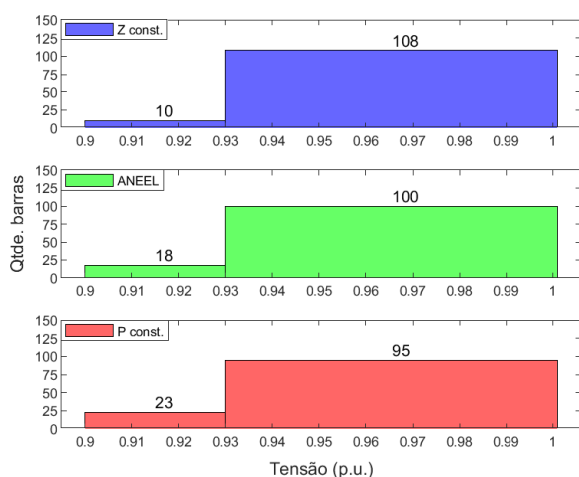


Figura 6. Histograma de tensão para o caso 2.

Tabela 3. Comparação das perdas elétricas, em kW, para o caso 2.

Caso 2	Z const.	Caso base	964,1
		Caso 2	932,1
		Redução	3%
	ANEEL	Caso base	1102,4
		Caso 2	1009,6
		Redução	8%
	P const.	Caso base	1297,7
		Caso 2	1180
		Redução	9%

3.4 Caso 3: Alocação simultânea de GDs e banco de capacitores

No terceiro caso, a alocação simultânea de GDs e banco de capacitores traz ganhos em termos de perdas elétricas que variam entre 41 e 49%, dependendo do modelo ZIP considerado, conforme ilustrado na Tabela 4. Assim como no Caso 1, a Figura 7 também mostra que, após a alocação das GDs e do banco de capacitores, todas as barras tem suas tensões dentro do *cluster* “adequado” preconizado pelo PRODIST.

Tabela 4. Comparação das perdas elétricas, em kW, para o caso 3.

Caso 3	Z const.	Caso base	964,1
		Caso 3	570,4
		Redução	41%
	ANEEL	Caso base	1102,4
		Caso 3	591,5
		Redução	46%
	P const.	Caso base	1297,7
		Caso 3	665,5
		Redução	49%

3.5 Comparação das perdas técnicas para os três casos

Ressalta-se que a contribuição do modelo ZIP nos três casos analisados também é evidenciada quando se compara o ganho em kW dos 9 cenários analisados. Quando o modelo ZIP é negligenciado (todas as cargas modeladas como 100% potência constante), naturalmente o caso onde o banco de capacitores e as GDs são alocados traria maior redução nas perdas técnicas do sistema. No entanto, observa-se na Tabela 5 que o caso 3 com 100% impedância constante é apenas o quinto colocado no ranking de redução das perdas elétricas, enquanto dois cenários do caso 1 (que aloca apenas GDs) trazem melhores ganhos de perdas elétricas, evidenciando portanto que o modelo ZIP é um fator decisivo para se elencar quais são os investimentos mais prudentes a serem feitos em uma rede de distribuição de energia elétrica.

Tabela 5. Ranking de perdas elétricas para os 9 cenários analisados.

		Perdas no Caso Base [kW]	Perdas na Otimização [kW]	Redução [kW]	Ranking
Caso 1	Z const.	964,1	615,5	348,6	6
	ANEEL	1054,5	640,6	413,9	4
	P const.	1297,7	745,7	552,0	2
Caso 2	Z const.	964,1	932,1	32,0	9
	ANEEL	1054,5	1009,6	44,9	8
	P const.	1297,7	1180,0	117,7	7
Caso 3	Z const.	964,1	570,4	393,7	5
	ANEEL	1054,5	591,5	463,0	3
	P const.	1297,7	665,5	632,2	1

4. CONCLUSÕES

Do exposto, conclui-se que a consideração do modelo ZIP tem grande impacto tanto no perfil de tensão das barras quanto nas perdas do sistema, sendo portanto um elemento que não deve ser ignorado durante os cálculos de fluxo de potência.

Além disso, a modelagem de cargas considerando o modelo ZIP apresenta sua relevância não somente nas redes teóricas analisadas, mas também em redes pertencentes às distribuidoras de energia elétrica, as quais necessitam de resultados fidedignos das simulações de fluxo de potência para conduzir estudos de expansão do sistema e realizar investimentos de forma prudente, conforme preconizado na legislação brasileira. Nas análises realizadas, os coeficientes do modelo ZIP fornecidos pelo Módulo 7 do PRODIST se mostraram sempre como o “caso intermediário” dentre os três cenários propostos, o que pode ser considerada uma abordagem generalista mas que não necessariamente representa de maneira mais próxima do real o comportamento das cargas do sistema elétrico.

Ressalta-se que os resultados de fluxo de potência da rede de 118 barras do IEEE apresentados pelos autores foram confirmados com aqueles descritos em Oliveira et al. (2018), Tran et al. (2020), Fathi et al. (2020), Imran and Kowsalya (2014) e Injeti and Prema Kumar (2013), apresentando diferenças de no máximo 3%, o que indica que os resultados apresentados em Nawaz et al. (2016) divergem das referências supracitadas. Ademais, o objetivo principal do presente trabalho não é validar os resultados apresentados por Nawaz et al. (2016), mas sim utilizar as sugestões de alocações de equipamentos de tal trabalho para trazer à luz uma discussão sobre os impactos do modelo ZIP.

Por último, salienta-se que outras pesquisas que versam sobre análises de otimização (configuração ótima da rede, alocação de bancos de capacitores, reguladores de tensão, geradores, baterias, microrredes etc.) utilizam os resultados do fluxo de potência em suas rotinas, o que mostra mais uma vez a relevância da modelagem de carga aplicada a operação e ao planejamento da expansão dos sistemas de distribuição.

REFERÊNCIAS

- ANEEL (2021a). Módulo 1 – Glossário de Termos Técnicos do PRODIST.
- ANEEL (2021b). Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição.
- ANEEL (2021c). Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição.
- ANEEL (2021d). Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.
- Bansal, R.C. (2005). Optimization Methods for Electric Power Systems: An Overview. International Journal of Emerging Electric Power Systems.
- Brigatto, G.A.A. (2021). Teoria do Problema do Fluxo de Carga (Apostila da Disciplina de Tópicos em Sistemas Eletro-Eletrônicos - EMC-UFG).
- Fathi, V., Seyedi, H., and Ivatloo, B.M. (2020). Reconfiguration of distribution systems in the presence of distributed generation considering protective constraints and

- uncertainties. International Transactions on Electrical Energy Systems.
- Imran, M. and Kowsalya, M. (2014). A new power system reconfiguration scheme for power loss minimization and voltage profile enhancement using fireworks algorithm. International Journal of Electrical Power and Energy Systems.
- Injeti, S.K. and Prema Kumar, N. (2013). A novel approach to identify optimal access point and capacity of multiple dgs in a small, medium and large scale radial distribution systems. International Journal of Electrical Power Energy Systems.
- Nawaz, S., Bansal, Kumar, A., Sharma, and Prasad, M. (2016). Allocation of DG and Capacitor Units for Power Loss Reduction in Radial Distribution System.
- Oliveira, V., Oliveira, R., and Affonso, C. (2018). Cuckoo search approach enhanced with genetic replacement of abandoned nests applied to optimal allocation of distributed generation units. IET Generation, Transmission & Distribution.
- Stevenson, W.D. (1986). Elementos de Análise de Sistemas de Potência. McGraw-Hill.
- Tran, T.T., Truong, K.H., and Vo, D.N. (2020). Stochastic fractal search algorithm for reconfiguration of distribution networks with distributed generations. Ain Shams Engineering Journal.
- Zhang, D., Fu, Z., and Zhang, L. (2007). An improved ts algorithm for loss-minimum reconfiguration in large-scale distribution systems. Electric Power Systems Research.