

Alocação de Uso e Perdas em Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída

Paulo Victor de S. Borges^{1,2} Armando M. Leite da Silva¹ Delberis A. Lima¹
Luiz C. Nascimento³

¹Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, RJ, Brasil, ²Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca – Campus Nova Friburgo, RJ, Brasil,

³Universidade Federal de São João Del Rei, MG, Brasil

Emails: paulo.souza@cefet-rj.br, armando@ele.puc-rio.br, delberis@ele.puc-rio.br, nascimentolc@ufs.edu.br

Abstract: This work presents a new methodology for quantifying and allocating the effects of Distributed Generation (DG) in distribution systems. The basic definition is the identification, accounting and sharing of what are referred in the proposed methodology as functions, which represent tariff properties and considered fair in the assessment of the GD remuneration. In this paper, the functions that will be evaluated represent the impact of GD on the use and electrical losses of the distribution network. The allocation among generators is performed using the Shapley Value of Cooperative Game Theory. The proposed methodology is implemented in a computational tool developed in C++ and applied to the IEEE RBTS Bus 2 test system.

Resumo: Este trabalho apresenta uma nova metodologia para quantificação e alocação dos efeitos da Geração Distribuída (GD) em sistemas de distribuição. A concepção básica é a identificação, contabilidade e partilha do que são denominadas na metodologia proposta como funções, que representam propriedades tarifáveis e consideradas justas na averiguação da remuneração da GD. Neste artigo, as funções que serão avaliadas representam o impacto da GD no uso e nas perdas elétricas da rede de distribuição. A alocação entre os geradores é realizada utilizando-se o Valor Shapley da Teoria de Jogos Cooperativos. A metodologia proposta é implementada em uma ferramenta computacional desenvolvida em C++ e aplicada ao sistema teste IEEE RBTS Barra 2.

Keywords: Distributed generation; distribution use; electrical losses; distribution systems; Shapley value.

Palavras-chaves: Geração distribuída; uso da distribuição; perdas elétricas; sistemas de distribuição; valor Shapley.

1. INTRODUÇÃO

A GD tem modificado profundamente a estrutura clássica dos sistemas elétricos. Sua recente evolução pode ser contextualizada numa prodigalidade de motivações direcionadas em uma mesma convergência: o protagonismo do consumidor e sua participação ativa na dinâmica operacional, regulatória e comercial dos sistemas elétricos de potência (Falcão, 2009).

No Brasil, o modelo tarifário adotado pela regulação atual, denominado Sistema de Compensação de Energia, estabelece que a energia injetada pela GD na rede da distribuidora desconta integralmente a energia consumida, com todas suas componentes tarifárias (Aneel 2012, 2015).

Em voga, a discussão para novas regras a respeito das formas de remuneração e valoração da GD envolve por um lado as distribuidoras, que alegam o atual mecanismo de compensação não remunera adequadamente o uso do sistema de distribuição e, por outro lado, consumidores que optam pela GD, que pontuam os benefícios da mesma para a sociedade e defendem o atual modelo. A razão de este embate estar acontecendo é porque não existe uma quantificação dos

benefícios e custos da GD no Brasil, o que gera questionamentos sobre a forma de compensação vigente.

Métodos para alocação de tarifas em redes elétricas foram originalmente desenvolvidos para sistemas de transmissão, sendo possivelmente particularizados para sistemas de distribuição.

No método Pro Rata descrito em Kirschen e Strbac (2018), os valores alocados para geradores e cargas são proporcionais à potência ativa produzida ou consumida pelos mesmos. Apesar de ser um método simples, falha em fornecer uma sinalização da localização do agente na rede.

No método da divisão proporcional, apresentado em Bialek (1997), a alocação é realizada a partir da solução de fluxo de potência AC, pela proporção das contribuições de todos geradores ou cargas para o fluxo em cada linha.

Conejo et al. (2007) apresentam solução baseada na matriz de impedâncias Zbus, considerando a injeção de corrente em cada barra. Tanto as injeções de corrente quanto a matriz Zbus definem uma medida de sensibilidade que indica a contribuição de cada corrente nodal nos fluxos nas linhas.

Galiana et al. (2003) propõem o método *Equivalent Bilateral Exchanges* (EBE), baseado na criação de pares compostos por geradores e cargas (EBEs), assumindo uma atribuição a cada carga de uma fração da geração e, igualmente, a cada geração uma fração de carga. Os fluxos de potência nas linhas são decompostos e as alocações são atribuídas considerando o impacto de cada EBE em cada linha, utilizando a solução do fluxo linear DC.

Utilizado no Brasil e em vários outros países, o método Nodal (Aneel, 1999), busca refletir a variação dos custos de expansão devido à presença de cada usuário e fundamenta-se no conceito de contribuição marginal de potência. A tarifa final é composta pela parcela locacional, dependente do posicionamento da barra no sistema e uma parcela selo, para recuperação dos custos totais da transmissão. Os trabalhos Leite da Silva et al. (2013) e Costa et al. (2018), apresentam desdobramentos deste método, com aplicação em mercados interligados e consideração de contingências. Sotkiewicz e Vignolo (2006) utilizam o método nodal em um sistema de distribuição com presença GD, com objetivo de sinalizar a melhor localização e recompensar a GD pela redução de perdas na rede.

Além dos métodos tradicionais, a Teoria de Jogos Cooperativos tem sido constantemente aplicada na alocação de uso e perdas em redes elétricas. Conceitos de soluções de jogos cooperativos como Valor Shapley, Valor Shapley Bilateral e Kernel são utilizados por Lima (2007) para alocação de perdas em sistemas de transmissão, onde os jogadores são representados por EBEs. Junqueira et al. (2007) apresentam um método para alocação de custos da transmissão baseado em otimização e teoria de jogos utilizando a metodologia Aumann-Shapley.

Amaris et al. (2018) utilizam o método de Aumann-Shapley para alocação de perdas em sistemas de distribuição radiais e malhados, com penetração de GD. Aplicações do Valor Shapley para alocação de perdas em sistemas de distribuição com GD podem ser verificados em Pourahmadi e Dehghanian (2018) e Madinehi et al. (2011).

Neste contexto, este trabalho apresenta uma nova metodologia de quantificação e alocação dos efeitos da GD em sistemas de distribuição, capaz de traduzir sua localização e presença na rede. A concepção básica é a identificação, contabilidade e partilha do que são denominadas na metodologia proposta como funções, que representam propriedades tarifáveis na averiguação da remuneração da GD. Assim, as funções que serão avaliadas representam o impacto da GD no uso e nas perdas da rede de distribuição. A alocação entre os geradores é realizada utilizando-se o Valor Shapley da Teoria de Jogos Cooperativos.

2. EVOLUÇÃO DA GD NO BRASIL

No Brasil, a geração de pequeno porte foi regulamentada pela resolução normativa (REN) nº 482 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que trouxe as definições de micro e minigeração distribuídas e o mecanismo denominado Sistema de Compensação de Energia. Tal mecanismo consiste basicamente em uma operação de crédito em kWh a partir da medição líquida do fluxo de energia em uma

unidade consumidora (Aneel, 2012). Com o objetivo de ampliar o número de acessos e tornar o processo de conexão mais simples, houve um aprimoramento na regulamentação com a REN ANEEL 687/2015 (Aneel, 2015).

Diversas atualizações importantes foram consideradas, por exemplo: o aumento dos limites de potência das fontes e do prazo de validade dos créditos de energia, o estabelecimento de novas figuras regulatórias contempladas pelo sistema de compensação (múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto) e a redução nos prazos de solicitação de acesso ao sistema de distribuição.

As figuras 1 e 2, elaboradas com base no banco de dados da Aneel em junho de 2020 (Aneel, 2020), apresentam, respectivamente, os percentuais de capacidade instalada de GD por tipo de fonte e modalidade no Brasil. A geração solar fotovoltaica possui maior parcela de potência instalada, seguida pela geração hídrica, térmica e eólica. Em relação às diferentes modalidades aptas ao sistema de crédito, tem-se a geração na própria unidade consumidora como a principal categoria, destacando-se as significativas participações do autoconsumo remoto e geração compartilhada, iniciadas em 2015.

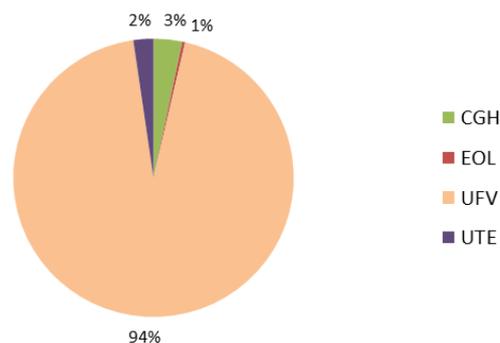


Fig. 1 Potência Instalada de GD por Tipo de Fonte.

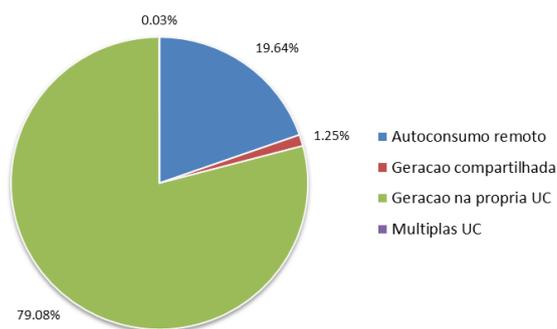


Fig. 2 Potência Instalada de GD por Modalidade.

A Fig.3, também elaborada a partir de (Aneel, 2020) no mês de junho de 2020, ilustra a evolução da capacidade instalada de GD no Brasil. Nota-se claramente um crescimento acentuado, sobretudo a partir de 2015. Em junho de 2019 o país alcançava a marca do primeiro gigawatts e em 2020 superou 3 GW de capacidade instalada de GD.

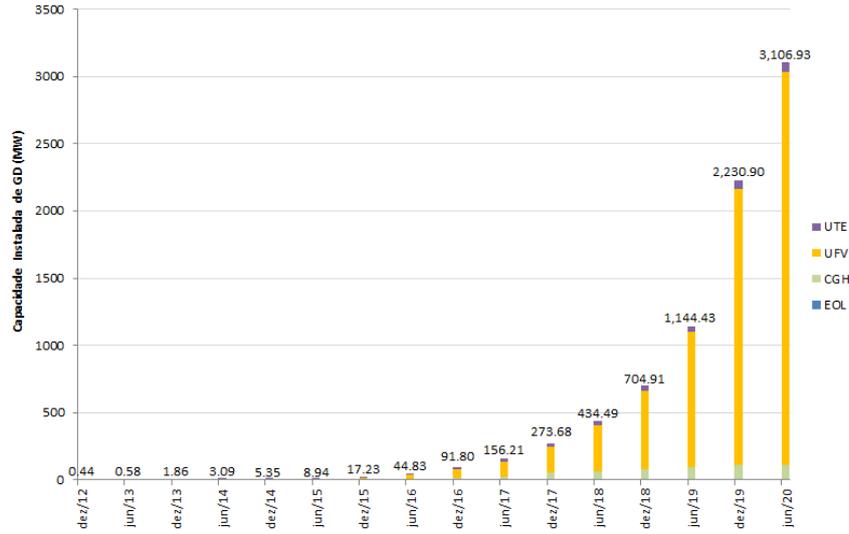


Fig. 3 Capacidade Instalada de GD no Brasil.

3. VALOR SHAPLEY

Um dos mais importantes métodos de solução para jogos cooperativos, o valor Shapley atribui para cada jogo uma distribuição de valores que representa a recompensa que cada jogador espera obter com sua atuação. Desta forma, Shapley propõe que é possível avaliar numericamente o valor da participação em um jogo cooperativo e responde a questão básica de como uma coalizão dividiria os ganhos entre seus membros. A ideia principal é de que a divisão dos ganhos seja proporcional à contribuição marginal dos jogadores (Roth, 1988). A Equação (1) representa a expressão matemática do Valor Shapley:

$$\varphi_i(N, v) = \sum_{S \subseteq N-i} \frac{|S|! \times (|N| - |S| - 1)!}{|N|!} [v(S \cup \{i\}) - v(S)] \quad (1)$$

onde S é uma coalizão, definida como grupo de jogadores; $v(S)$ é o valor da coalizão S ; N é o número de jogadores e i é um jogador.

O valor Shapley tem sido aplicado em diversas áreas das ciências econômicas, sendo uma abordagem relativamente simples e existente inclusive quando o núcleo é vazio. A solução é classificada como estável, pois todos os jogadores têm a mesma oportunidade estando em melhores ou piores posições. No entanto, devido à natureza combinatória, a dimensão do problema cresce exponencialmente com o número de jogadores e o método se torna computacionalmente inviável para jogos com muitos participantes (Roth, 1988).

4. METODOLOGIA

A composição de uma sinalização tarifária que reflita os reais impactos da GD exige uma modelagem apta à mensuração numérica dos efeitos provocados pela mesma. Neste estudo, serão analisadas as alterações provocadas pela GD no uso e nas perdas elétricas da rede, complementando a este cômputo a sensibilidade locacional em função do posicionamento destes pequenos geradores.

Seguindo a abordagem da teoria de jogos cooperativos, os jogadores serão representados pelas N fontes de GD inseridas na rede distribuição e as funções características do uso e das perdas associadas a cada coalizão S , representando as combinações possíveis entre os jogadores.

As funções características são estabelecidas com base no fluxo de potência na rede de distribuição, realizado sequencialmente em base horária, considerando as flutuações de geração e carga. Portanto, são criados cenários que simulam as intermitências das fontes renováveis de GD e a variação da carga.

4.1 Função Uso

A função uso da rede é inteiramente baseada no volume de energia que as fontes de GD injetam na rede de distribuição, independente do sentido do fluxo. A Equação(2) apresenta a formulação matemática da função uso:

$$f(S)_{uso} = \left(\sum_h \sum_l |P_{kW}(S)_{(h)(l)}| \right) - \left(\sum_h \sum_l |P_{kW}(0)_{(h)(l)}| \right) \quad (2)$$

onde S representa as coalizões possíveis de serem formadas, considerando as fontes de GD presentes na rede de distribuição; $f(S)_{uso}$ é função característica relativa ao uso da rede de distribuição, para uma coalizão S ; $P_{kW}(S)$ é o fluxo de potência ativa de uma coalizão S ; $P_{kW}(0)$ é o fluxo de potência ativa na coalizão vazio, quando não há presença de GD; l representa as linhas da rede de distribuição e h o horário dentro do período de um ano.

A primeira parte de (2) é o somatório de todos os módulos dos fluxos nas linhas, para cada hora do ano e para uma determinada coalizão. A presença do módulo indica que o fluxo de energia é contabilizado independente do seu sentido, desta forma, a redução ou acréscimo dos fluxos nas linhas é computada. A segunda parte é o somatório de todos os módulos dos fluxos nas linhas, para cada hora do ano e para a configuração da rede sem GD.

A diferença entre as duas partes permite capturar o benefício (ou malefício) da GD no uso do sistema de distribuição. Se a primeira parte da equação for maior que a segunda, o resultado será um valor positivo, indicando que a GD aumentou o uso da rede. Entretanto, caso a primeira parte da equação seja menor que a segunda, o resultado será um valor negativo, indicando que a GD diminuiu o carregamento da rede.

4.2 Função Perdas

A função perdas fundamenta-se nas perdas ativas do sistema de distribuição e como as fontes de GD influenciam em seu montante. A Equação(3) mostra a formulação matemática da função perdas:

$$f(S)_{perdas} = \left(\sum_h \sum_t L_{kW}(S)_{(h)(t)} \right) - \left(\sum_h \sum_t L_{kW}(0)_{(h)(t)} \right) \quad (3)$$

onde $f(S)_{perdas}$ é a função característica relativa às perdas ativas da rede de distribuição, para uma coalização S ; $L_{kW}(S)$ são as perdas ativas de uma coalização S ; $L_{kW}(0)$ são as perdas ativas na coalização vazia, quando não há presença de geração distribuída.

Analogamente à função uso, a função perdas permite capturar o benefício (ou malefício) da GD nas perdas do sistema de distribuição. Se a primeira parte de (3) for maior que a segunda, o resultado será um valor positivo, indicando que a GD aumentou as perdas da rede. Entretanto, se a segunda parte for maior, o resultado será um valor negativo, indicando que a GD reduziu as perdas da rede.

4. ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

4.1 IEEE RBTS Barra 2

Para aplicação da metodologia, o sistema teste utilizado é o IEEE-RBTS Barra 2, comumente empregado em estudos de redes da distribuição. Este sistema possui característica radial, com 4 alimentadores conectados em pares por meio de chaves NAs (Normalmente Abertas), em tensão de distribuição primária de 11 kV, totalizando 22 pontos de carga (Allan et al., 1991).

Diferentes tipos de fontes de GD são acomodadas desagregadamente por alimentador, de modo que cada um deles conserve características singulares de perfis de geração e carga. Sendo assim, a análise é empreendida separadamente, por cada alimentador.

As fontes de GD são modeladas para solução do fluxo de potência como cargas negativas, com os valores de geração sendo abatidos da carga local. Caso a geração seja maior que a carga local, o excedente é injetado na rede. Este critério é efetuado cronologicamente, em intervalos horários ao longo de um ano, consoante com as funções características apresentadas.

Os recursos naturais de radiação solar e velocidade de vento foram extraídos, respectivamente, das bases de dados abertas *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)* e do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), para a cidade do Rio de Janeiro, ano 2019. As vazões utilizadas para geração hídrica foram arbitradas. Em relação às cargas, curvas típicas representando consumidores residenciais foram elaboradas a partir da referência Francisquini (2006).

O modelo empregado para as fontes fotovoltaicas foi o Método de Osterwald (Almonacid et al., 2011), apontado na literatura como um dos modelos clássicos mais utilizados. Para as hídricas, o modelo matemático pode ser verificado em Anaza et al. (2017) e, para as eólicas, foi utilizado a turbina eólica modelo WES Tulipo 2,5 kW da fabricante *Wind Energy Solutions*.

A análise é segmentada por alimentador (consequentemente por tipo de fonte). Primeiramente é analisado o alimentador 4 (hídricas), seguido do alimentador 3 (eólicas) e 1 (solares). No total, são formadas 7 coalizações não nulas com diferentes combinações de fontes de GD para cada alimentador.

A Tabela 1 apresenta os dados dos pontos de carga e GD. Todas as fontes de GD possuem capacidade equivalente a 50% do valor da carga instalada. As impedâncias das linhas foram arbitradas a título de simulação.

Tabela 1. RBTS barra 2: Dados de Carga e GD

	Ponto de Carga	Carga (kW)	GD	Tipo	GD (kW)
Al. 1	LP-1	535	Sol-1	Solar	267.5
	LP-2	535	-	-	-
	LP-3	535	-	-	-
	LP-4	566	Sol-2	Solar	283
	LP-5	566	-	-	-
	LP-6	454	-	-	-
	LP-7	454	Sol-3	Solar	227
Al. 2	LP-8	1000	-	-	-
	LP-9	1150	-	-	-
Al. 3	LP-10	535	Eol-1	Eólica	267.5
	LP-11	535	-	-	-
	LP-12	450	Eol-2	Eólica	225
	LP-13	566	-	-	-
	LP-14	566	-	-	-
	LP-15	454	Eol-3	Eólica	227
Al. 4	LP-16	454	Cgh-1	Hídrica	227
	LP-17	450	-	-	-
	LP-18	450	-	-	-
	LP-19	450	Cgh-2	Hídrica	225
	LP-20	566	-	-	-
	LP-21	566	-	-	-
	LP-22	454	Cgh-3	Hídrica	227

A Fig.4 ilustra o referido sistema com as fontes de GD inseridas.

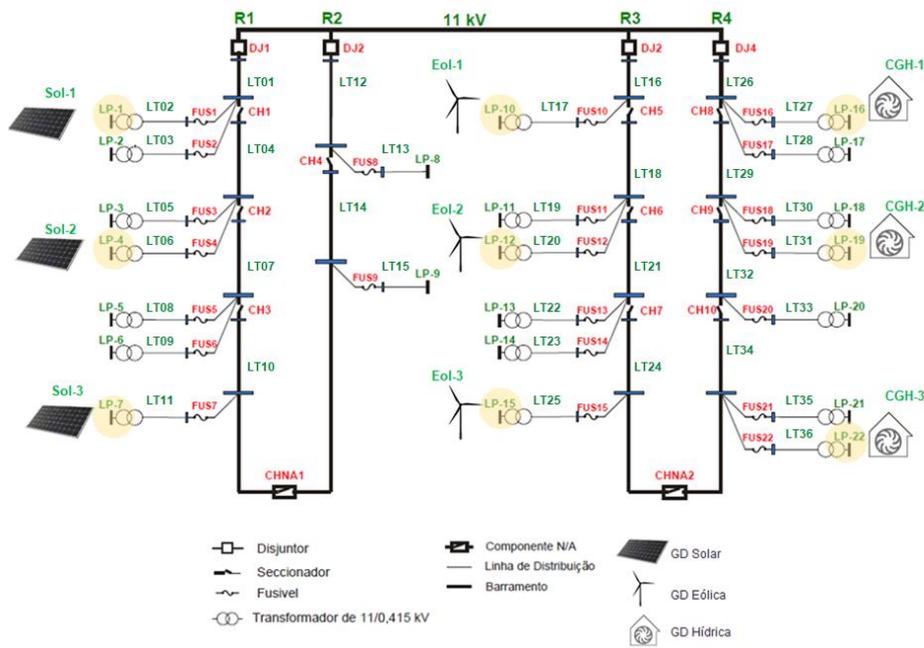


Fig. 4 IEEE RBTS Barra 2

4.2 Alimentador 4 - GD Hídrica

A Fig. 5 mostra os valores mensais da energia consumida no alimentador 4, segmentando as parcelas fornecidas pela GD e pela distribuidora. No total do ano, 21% da energia consumida é proveniente da GD e 79% da rede.

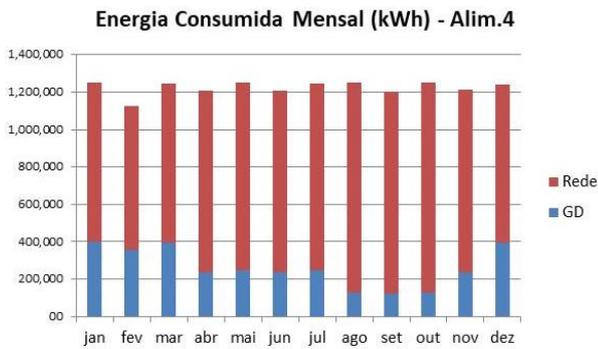


Fig. 5 Energia Consumida – Alimentador 4.

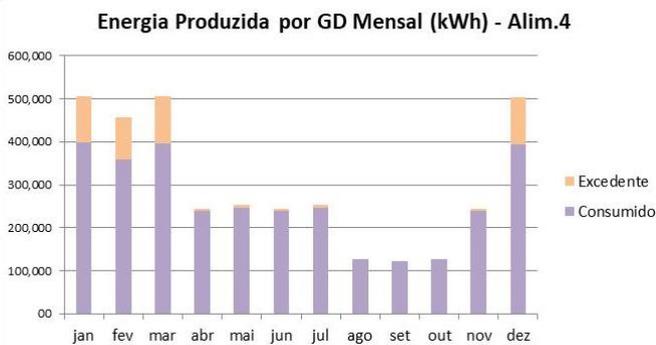


Fig. 6 Energia Produzida – Alimentador 4.

A Fig.6 mostra os valores mensais da energia produzida no alimentador 4, segmentando as parcelas consumida na carga excedente. No total do ano, 87% foi consumido localmente e 13% exportado como excedente.

A Fig.7 ilustra o dia 01/01 do ponto de carga LP-16 (Cgh-1), dia em que houve o maior valor instantâneo de excedente, no horário das 5h. Sendo a geração hídrica contínua durante todo o dia, os horários de menor consumo coincidem com o de maiores excedentes.

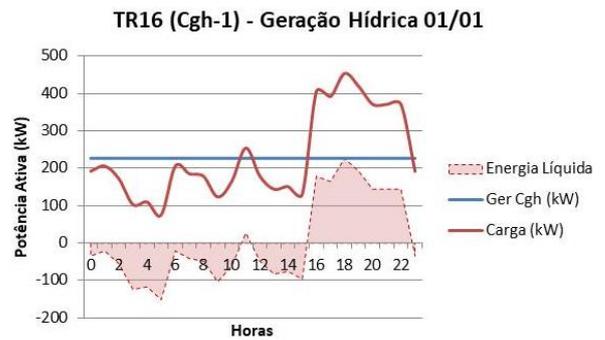


Fig. 7 Geração Hídrica – LP-16 (Cgh-1) em 01/01.

A Tabela 2 mostra as coalizões e os respectivos valores das funções uso e perdas no alimentador 4. Observando os valores apresentados, nota-se um comportamento aproximadamente linear na função uso à primeira vista: as coalizões formadas por dois ou mais jogadores possuem valores de ganho aproximadamente iguais à soma dos ganhos individuais. Fazendo esta verificação para os percentuais, observa-se que as diferenças se estabelecem nos decimais, entretanto, é importante destacar que, devido à função uso acumular valores horários no período de um ano, estas

diferenças dentro de volumes anuais de energia não são irrelevantes.

Outra observação pertinente é que os valores das coalizões são negativos, ou seja, sempre há redução do uso da rede em relação à configuração sem GD para estas quantidades e capacidades de geração local.

O comportamento da função perdas é claramente não linear; as coalizões formadas por dois ou mais jogadores possuem valores de ganho menores que à soma dos ganhos individuais. Assim como na função uso, os valores das coalizões são negativos, o que indica que sempre houve redução das perdas na rede em relação à configuração sem GD.

A Tabela 3 mostra a alocação das funções uso e perdas entre as fontes de GD através do valor Shapley. Apesar das fontes de GD terem praticamente as mesmas capacidades de geração (Cgh-1 227 kW, Cgh-2 225 kW e Cgh-3 227 kW), as alocações possuem valores diferentes, que estão traduzindo o efeito da localização dos geradores na rede. Por exemplo, na função uso, o valor alocado para a Cgh-3 é maior que o dobro do alocado para a Cgh-1, apesar de ambas possuírem a mesma capacidade de geração.

Tabela 2. Funções Uso e Perdas – Alimentador 4

Cgh	Função Uso (kWh/ano)	Função Uso (%)	Função Perdas (kWh/ano)	Função Perdas (%)
Ø	0	0	0	0
1	-3.32E+06	-4.98%	-21957.30	-8.61%
2	-4.51E+06	-6.75%	-29437.90	-11.54%
3	-6.95E+06	-10.42%	-37341.10	-14.64%
1, 2	-7.82E+06	-11.72%	-49135.80	-19.26%
1, 3	-1.03E+07	-15.39%	-56983.30	-22.34%
2, 3	-1.14E+07	-17.14%	-63325.70	-24.82%
1, 2, 3	-1.47E+07	-22.02%	-80713.90	-31.64%

Tabela 3. Alocações – Alimentador 4.

Cgh	Alocação Uso (kWh/ano)	Alocação Uso (%)	Alocação Perdas (kWh/ano)	Alocação Perdas (%)
1	-3.30E+06	-4.94%	-19671.9	-7.71%
2	-4.47E+06	-6.70%	-26583.3	-10.42%
3	-6.92E+06	-10.37%	-34458.7	-13.51%

4.3 Alimentador 3 - GD Eólica

A Fig.8 e a Fig.9 apresentam, respectivamente, os valores mensais da energia consumida e produzida no alimentador 3. Em relação à fonte de GD hídrica, a eólica apresentou excedente muito menor, com 6% do total de energia produzida no ano sendo exportada para rede. Da energia consumida no alimentador, apenas 3% foi devido a GD.

A Figura 10 ilustra o dia 19/08 do ponto de carga LP-10 (Eol-1), dia em que houve o maior valor instantâneo de excedente, no horário das 2 horas. Diferentemente da geração hídrica, o comportamento da geração eólica é bastante aleatório. Os maiores excedentes coincidem com os períodos de menor consumo durante a madrugada.

Energia Consumida Mensal (kWh) - Alim.3

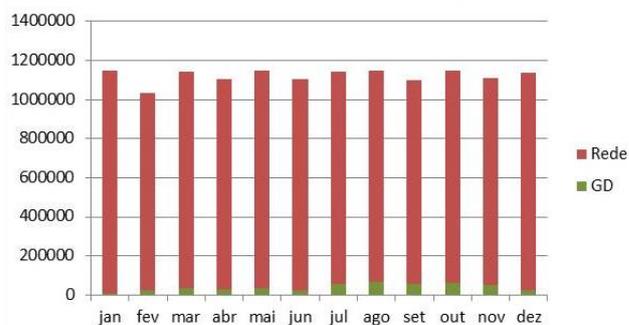


Fig. 8 Energia Consumida – Alimentador 3.

Energia Produzida por GD Mensal (kWh) - Alim.3

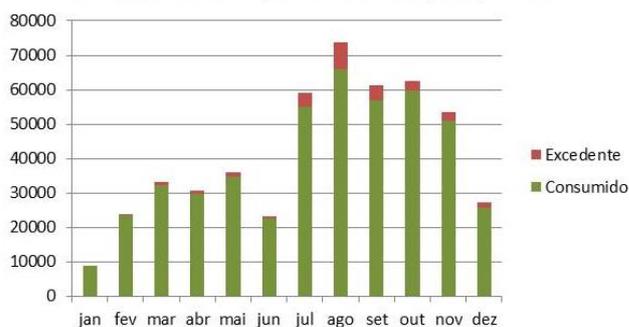


Fig. 9 Energia Produzida – Alimentador 3.

LP-10 (Eol-1) - Geração Eólica - 19/08

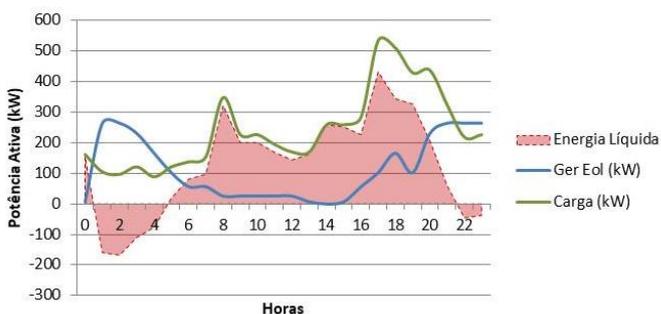


Fig. 10 Geração Eólica – LP-10 (Eol-1) em 19/08.

A Tabela 4 mostra as coalizões e os respectivos valores das funções uso e perdas no alimentador 3. O comportamento aproximadamente linear e os valores negativos das funções se repetem, salvo que as reduções foram significativamente menores do que as experimentadas com a geração hídrica.

A Tabela 5 mostra a alocação das funções uso e perdas entre as fontes de GD através do valor Shapley. Assim como na GD hídrica, as alocações possuem valores diferentes, que

estão traduzindo o efeito da localização dos geradores na rede. Os valores são iguais ou muito próximos dos valores das coalizões individuais destes jogadores. Nota-se que a influência da GD eólica para diminuição do uso e das perdas apresentou percentuais baixos.

Tabela 4. Funções Uso e Perdas – Alimentador 3.

Eol	Função Uso (kWh/ano)	Função Uso (%)	Função Perdas (kWh/ano)	Função Perdas (%)
Ø	0	0	0	0
1	-5.35E+05	-0.88%	-3484.78	-1.55%
2	-6.06E+05	-1.00%	-4082.98	-1.82%
3	-9.09E+05	-1.49%	-4988.36	-2.23%
1, 2	-1.14E+06	-1.88%	-7303.09	-3.26%
1, 3	-1.44E+06	-2.37%	-8203.8	-3.66%
2, 3	-1.52E+06	-2.49%	-8731.77	-3.90%
1, 2, 3	-2.05E+06	-3.36%	-11681.4	-5.21%

Tabela 5. Alocações – Alimentador 3.

Eol	Alocação Uso (kWh/ano)	Alocação Uso (%)	Alocação Perdas (kWh/ano)	Alocação Perdas (%)
1	-5.34E+05	-0.88%	-3217.38	-1.44%
2	-6.06E+05	-1.00%	-3780.47	-1.69%
3	-9.08E+05	-1.49%	-4683.51	-2.09%

4.4 Alimentador 1 - GD Solar

A Fig.11 e a Fig.12 apresentam, respectivamente, os valores mensais da energia consumida e produzida no alimentador 1. Em relação às outras fontes de GD, a solar apresentou excedente muito menor que a hídrica e maior que a eólica, com 7% do total de energia produzida no ano sendo exportada para rede. É verdade que a GD solar possui um total de capacidade instalada ligeiramente maior que a GD eólica (58 kW), porém esta pequena superioridade não invalida a comparação. No que se refere à energia consumida pela carga, 6% foi devido a GD.

Energia Consumida Mensal (kWh) - Alim.1

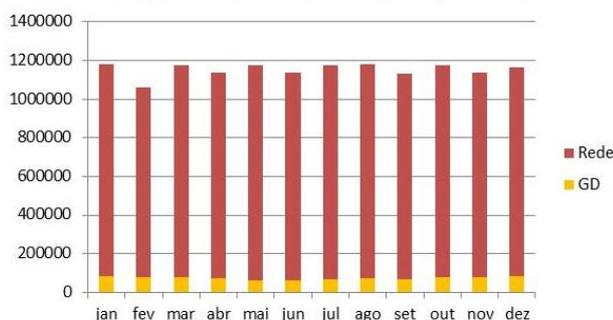


Fig. 11 Energia Consumida – Alimentador 1.

Energia Produzida por GD Mensal (kWh) - Alim.1

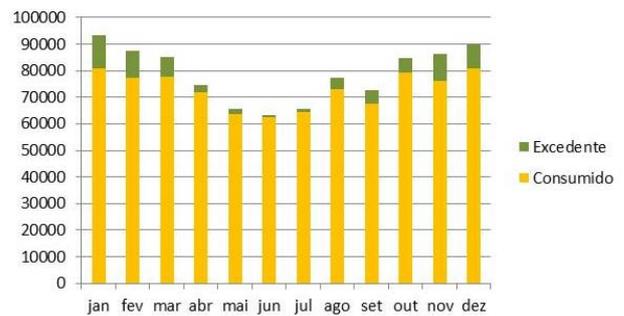


Fig. 12 Energia Produzida – Alimentador 1.

A Fig. 13 ilustra o dia 13/11 do ponto de carga LP-4 (Sol-2), que contém o maior valor de excedente, em potência instantânea exportada para rede. Os maiores excedentes coincidem com os períodos de maior radiação, próximos ao meio dia.

LP-4 (Sol-2) - Geração Solar - 13/11

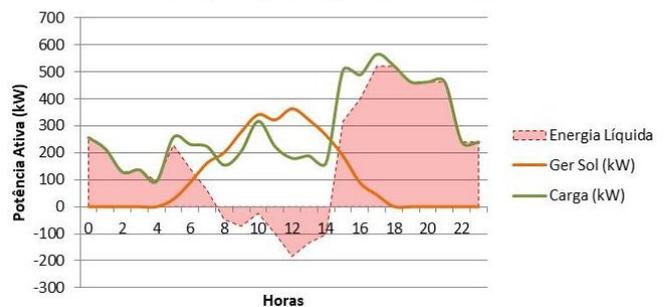


Fig. 13 Geração Solar – LP-4 (Sol-1) em 13/11.

A Tabela 6 mostra as coalizões e os respectivos valores das funções uso e perdas no alimentador 3. As mesmas observações descritas para os outros tipos de GD são válidas aqui. As reduções foram bem menores do que as experimentadas com a geração hídrica e maiores que a geração eólica. A Tabela 7 mostra a alocação das funções uso e perdas entre as fontes de GD através do valor Shapley. A capacidade de geração superior da GD Sol-2 foi determinante para que esta reduzisse mais perdas na rede, fato que não aconteceu no uso.

Tabela 6. Funções Uso e Perdas – Alim.1

Sol	Função Uso (kWh/ano)	Função Uso (%)	Função Perdas (kWh/ano)	Função Perdas (%)
Ø	0	0	0	0
1	-1.32E+06	-1.96%	-7890.84	-2.84%
2	-1.89E+06	-2.81%	-11131.4	-4.00%
3	-2.25E+06	-3.33%	-10494.7	-3.78%
1, 2	-3.22E+06	-4.77%	-18133.1	-6.52%
1, 3	-3.57E+06	-5.29%	-17664.8	-6.35%
2, 3	-4.14E+06	-6.13%	-20480.3	-7.37%
1, 2, 3	-5.46E+06	-8.09%	-26767.6	-9.63%

Tabela 7. Alocações – Alimentador 1

Sol	Alocação Uso (kWh/ano)	Alocação Uso (%)	Alocação Perdas (kWh/ano)	Alocação Perdas (%)
1	-1.32E+06	-1.96%	-7088.03	-2.55%
2	-1.89E+06	-2.80%	-10116	-3.64%
3	-2.25E+06	-3.33%	-9563.57	-3.44%

Fato conhecido, mas que cabe ressalva, o perfil do consumo é absolutamente determinante nos valores das funções para a GD solar. Uma curva que acompanhasse o crescimento e decréscimo da radiação solar durante o dia (perfil comercial, por exemplo) faria com que a GD solar tivesse forte influência nas reduções.

5. CONCLUSÕES

A principal finalidade deste trabalho foi apresentar uma nova metodologia para quantificação e alocação do uso e das perdas em redes de distribuição com presença de GD. A atual discussão a respeito das formas de valoração da GD ressoa a evolução de uma concepção passiva para um conceito de rede de distribuição ativa, capaz de acomodar uma série de novas funções, sobretudo a inserção de pequenas fontes de energia.

Nos resultados apresentados, as funções uso e perdas seguiram estruturas semelhantes de comportamento, no qual geradores que participaram juntos no jogo provocaram reduções ligeiramente menores que a soma das reduções individuais. Esta característica pode ser interpretada como uma diminuição dos benefícios pela associação de GD: quanto mais fontes presentes no sistema, menores são os benefícios alocados.

Diferenciar os alimentadores por tipo de fonte foi importante para observar as características particulares: curvas de geração contínuas, como as da geração hídrica, têm grande influência nas funções uso e perdas. Curvas de geração aleatórias, como foi o caso das eólicas, no período completo do ano, não inferem grandes diferenças. Curvas com traçados razoavelmente definidos, como as de geração solar, podem ter mais ou menos influência dependendo do perfil do consumidor.

Por fim, uma vantagem esperada da metodologia proposta pode ser claramente observada: a localização das fontes foi refletida nos valores das alocações. Fontes com capacidades iguais tiveram valores de alocações distintos devido ao posicionamento na rede.

REFERÊNCIAS

Allan, R. N. et al. (1991) 'A Reliability Test System For Educational Purposes - Basic Distribution System Data and Results', *IEEE Trans. on Power Systems*, 6(2), pp. 813–820.

Almonacid, F. et al. (2011) 'Calculation of the energy provided by a PV generator. Comparative study: Conventional methods vs. artificial neural networks', *Energy*. Elsevier Ltd, 36(1), pp. 375–384.

Amaris, H. et al. (2018) 'Loss allocation in distribution networks based on aumann-shapley', *IEEE Trans. on Power Systems*, 33(6), pp. 6655–6666.

Anaza, S. O. et al. (2017) 'Micro Hydro-Electric Energy Generation-An Overview', *American Journal of Engineering Research (AJER)*. AJER, (6), pp. 5–12.

Aneel (1999) Manual da Metodologia Nodal para cálculo de tarifas de uso dos sistemas elétricos. Brasília, DF.

Aneel (2012) 'Resolução Normativa No 482.' Brasília, DF.

Aneel (2015) 'Resolução Normativa No 687.' Brasília, DF.

Aneel (2020) Micro e Minigeração Distribuída. Available at: <https://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp> (Accessed: 15 June 2020).

Bialek, J. (1997) 'Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access', *IEEE Trans. on Power Systems*, 12(3), pp. 1185–1193.

Conejo, A. J. et al. (2007) 'Zbus transmission network cost allocation', *IEEE Trans. on Power Systems*, 22(1), pp. 342–349.

Costa, J. G. de C., Lima, R. L. and Leite da Silva, A. M. (2018) 'Metodologia Probabilística para Tarifação de Sistemas de Transmissão Considerando Contingências na Rede Elétrica', in *Anais do XXII Congresso Brasileiro de Automática*. SBA Sociedade Brasileira de Automática.

Falcão, D. M. (2009) 'Smart Grids E Microredes : O Futuro Já É Presente', in *VIII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos*. Rio de Janeiro, pp. 1–11.

Francisquini, A. A. (2006) Estimacão de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Dissertação de Mestrado.

Galiana, F. D., Conejo, A. J. and Gil, H. A. (2003) 'Transmission Network Cost Allocation Based on Equivalent Bilateral Exchanges', *IEEE Trans. on Power Systems*, 18(4), pp. 1425–1431.

Junqueira, M. et al. (2007) 'An Aumann-Shapley approach to allocate transmission service cost among network users in electricity markets', *IEEE Trans. on Power Systems*, 22(4), pp. 1532–1546. d

Kirschen, D. S. and Strbac, G. (2018) *Fundamentals of Power System Economics*. Chichester: John Wiley & Sons, Incorporated.

Leite da Silva, A. M., De Carvalho Costa, J. G. and Lima, L. H. L. (2013) 'A new methodology for cost allocation of transmission systems in interconnected energy markets', *IEEE Trans. on Power Systems*, 28(2), pp. 740–748

Lima, D. (2007) Alocação de perdas e custos pelo uso do sistema de transmissão, Faculdade de Ilha Solteira. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Tese de Doutorado.

Madinehi, N. et al. (2011) 'Loss reduction allocation to distributed generation units in distribution systems', in *16th Electrical Power Distribution Conference*. Bandar Abbas, pp. 1–5.

Pourahmadi, F. and Dehghanian, P. (2018) 'A game-theoretic loss allocation approach in power distribution systems with high penetration of distributed generations', *Mathematics*, 6(9).

Roth, A. E. (1988) *The Shapley value*, The Shapley value. Cambridge: Cambridge University Press. .

Sotkiewicz, P. M. and Vignolo, J. M. (2006) 'Nodal pricing for distribution networks: Efficient pricing for efficiency enhancing DG', *IEEE Trans. on Power Systems*, 21(2), pp. 1013–1014.