

Valoração dos Impactos da Geração Distribuída no Equilíbrio Econômico-financeiro da Concessionária Considerando um Modelo de Negócios

Gustavo De Lazari*, Mauricio Sperandio*, Hilquias Chiquete*, Carmen Rosa*, Rafael Ney**

*Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS – Brasil

** CEEE Equatorial Energia, RS – Brasil

(e-mail: gustavodelazari@gmail.com, mauricio.sperandio@ufsm.br, hilquias1.hds@gmail.com, carmen.b.rosa@ufsm.br, rafael.ney@cee.eequatorialenergia.com.br).

Abstract: The growth of Distributed Generation (DG), especially the Photovoltaic Solar Energy (PV), for the residential and commercial low voltage (LV) consumers, instigates the discussion on the valuation of DG impacts on the economic-financial balance of utilities. In this way, this work proposes a methodology that projects the adoption of PV, simulates the technical impact on the electricity grid, and calculates the economic-financial impact on the utilities' cash flow. This methodology is applied in scenarios that reproduce the current regulation and a business model with concentrated storage in medium voltage. Through the electro-energetic simulations, it is concluded that the adoption of PV by LV consumers reduces the energy demanded, which is directly reflected in loss of revenue energy for the utilities. Likewise, the growth of PV contributes to the decrease of Minimum Demand and Power Factor, and overvoltage issues. Regarding the economic-financial impact, it is concluded that pricing consumers for the use of the Distribution System is the most profitable way for the utilities to be reimbursed for the availability of the electrical network. In addition, the business model was able to decrease the Maximum Demand, performing a peak shaving on the feeder load curve.

Resumo: O crescimento da Geração Distribuída (GD), principalmente a Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV), em unidades consumidoras (UC) residenciais e comerciais de baixa tensão (BT), instiga as discussões sobre a valoração dos impactos da GD no equilíbrio econômico-financeiros da concessionária. Desta forma, este trabalho propõe uma metodologia que projeta a adoção da GDFV, simula o impacto técnico na rede elétrica, e calcula o impacto econômico-financeiro no fluxo de caixa da concessionária. Esta metodologia é aplicada em cenários que reproduzem a atual conjuntura e um modelo de negócios (MN) com armazenamento concentrado em média tensão (MT). Através das simulações eletroenergéticas conclui-se que a adoção da GDFV pelas UCs de BT de um alimentador diminui a energia demandada que diretamente se reflete em perda de receita para a concessionária. Da mesma forma, o crescimento da GDFV contribui para a diminuição da Demanda Mínima e Fator de Potência, e problemas com sobretensão. Em relação ao impacto econômico-financeiro conclui-se que a cobrança pelo uso do Sistema de Distribuição é a maneira mais rentável para concessionária ser ressarcida pela disponibilidade da rede elétrica. Além disso, o MN foi capaz de diminuir a Demanda Máxima, realizando um *peak shaving* na curva de carga do alimentador.

Keywords: Diffusion Study; Photovoltaic Distributed Generation; Bass Model; Business Models; Regulatory Changes.

Palavras-chaves: Estudo de Difusão; Geração Distribuída Fotovoltaica; Modelo de Bass; Modelos de Negócios; Mudanças Regulatórias;

1. INTRODUÇÃO

O crescimento da Geração Distribuída (GD) promove grandes desafios para as concessionárias de energia elétrica devido ao aumento da geração de energia junto às unidades consumidoras (UC), principalmente durante o dia através da Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV). A expansão deste tipo de geração implica em impactos técnicos e econômico-financeiros para as concessionárias (RAZAVI et al, 2019).

Os impactos técnicos estão ligados aos problemas elétricos na rede de distribuição oriundos da entrada gradual da GDFV em UCs de baixa tensão (BT) que injeta o excedente de energia na rede. Já os impactos econômicos, pouco compreendidos, visto

que as concessionárias não conhecem adequadamente as significativas implicações econômicas da grande penetração da GDFV, estão ligadas à diminuição da venda de energia para as UCs, que mesmo adotando a GDFV, continuam usando a rede de distribuição amparadas pelo sistema de compensação (GOUVÊA, PEREIRA, 2019).

As preocupações com o meio ambiente e o aumento da demanda de energia são alguns dos fatores que motivam a expansão da GD (MOREIRA, 2017). Com o crescimento da GD na rede elétrica, principalmente da GDFV, surge a busca por mecanismos que auxiliem a compreender os riscos técnicos e econômico-financeiros da entrada destas novas tecnologias (LIU et al, 2016).

Desta forma, é necessário desenhar estratégias que permitam criar valor a partir da GD, o que reforça a relevância da análise de um Modelo de Negócios (MN) que aproveita de formam mais adequada o excedente de energia gerado pela GDFV.

Neste estudo serão abordados os tópicos sobre as implicações da GDFV para uma concessionária e como um MN pode ser benéfico para a criação de valor para as concessionárias que as abrigam. Assim, utiliza-se do armazenamento concentrado como elemento fundamental do MN que vislumbra a redução da Demanda Máxima do alimentador pela utilização da energia fotovoltaica previamente gerada pelas UCs com GDFV no horário de pico do alimentador. Este mecanismo proporciona uma capacidade de reserva ao sistema, e cria uma maneira dos consumidores recompensarem a concessionária pelo uso do Sistema de Distribuição.

2. MODELOS DE NEGÓCIOS

No Brasil a GD teve seu crescimento em decorrência da Resolução Normativa (REN) nº 482 de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o mecanismo de compensação (ANEEL, 2012). Em 2015, a REN 482/2012 foi atualizada através da REN 687/15 admitindo outras possibilidades de compensação de créditos de energia como autoconsumo remoto (ANEEL, 2015). Já no ano de 2022 estabeleceu-se o marco legal da GD através da Lei 14.300 (BRASIL, 2022). Esta lei prevê a inserção da cobrança gradual as novas unidades de GD pelo uso da rede através da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) do 'Fio-B' a partir de 2023.

Segundo ANEEL (2004), as concessionárias são empresas detentoras da permissão para a distribuição da energia elétrica em determinada área de concessão. Estas empresas recebem energia dos Sistemas de Transmissão e distribuem energia através do Sistema de Distribuição. Elas também são responsáveis pela operação, manutenção e expansão do Sistema de Distribuição (ROCKMANN, 2018).

Entre os interesses das concessionárias está a estrutura tarifária, definidos de forma a garantir o equilíbrio econômico-financeiro da mesma (CASTRO; GOUVÊA; MOSZKOWICZ, 2019). Entre a composição dos custos da concessionária destacam-se:

- a) Custos fixos ou de capacidade (R\$/período): custos de conexão ou demanda contratada;
- b) Custos volumétricos (R\$/kWh): custos proporcionais a energia consumida ou uso do Sistema de Distribuição.

Entre os problemas resultantes das estruturas tarifárias que não refletem os custos da rede estão o aumento da tarifa para atender a receita e a erosão da receita para absorver os prejuízos das empresas públicas. (PICCIARIELLO et al, 2015).

A entrada da GDFV nos alimentadores das concessionárias geram custos e benefícios. Os custos estão ligados ao aumento dos problemas de sobretensão, controle de reativos, e a redução de receita (PICCIARIELLO et al, 2015). Os

benefícios apontam para uma nova oferta de energia desde que instaladas em um local adequado, e para a redução da demanda de pico (RAZAVI et al., 2019).

O equilíbrio econômico-financeiro consiste em parâmetros mínimos estabelecidos que permitem que a concessionária opere com eficiência de forma a maximizar seu lucro e promover o bem estar dos consumidores e prossumidores.

O MN permite 'simular' ou 'experimentar' uma abstração de um negócio complexo que compõem as inter-relações entre elementos do sistema através de um relacionamento causal 'escolhas-consequências' (TIMMERS, 1998). Atualmente existem dezenas de MNs para a GD. Estes MNs são divididos entre os serviços fornecidos, segmento de clientes, e tipo de GD (BURGER & LUKE, 2017).

Para este trabalho, é analisado um MN a fim de avaliar sua atratividade para prossumidores e concessionária. São elencados os custos e benefícios esperados com o MN, ainda que de forma qualitativa.

A seleção de um MN pode afetar na quantidade futura esperada de GDFV, positivamente ou negativamente, dependendo da percepção de valor presente conforme parametrização do modelo de difusão. Para isso são construídos cenários que visam delimitar o ambiente regulatório, os produtos e serviços envolvidos, bem como a forma de remunerá-los, a fim de subsidiar e contextualizar as simulações do modelo de difusão.

3. DIFUSÃO DA GDFV

O estudo da difusão da GDFV utiliza-se da Teoria de Rogers e do Modelo de Bass. Ambos buscam explicar como um produto ou tecnologia se difunde em um mercado. Participam desse modelo os parâmetros: coeficiente de inovação (p) e de imitação (q) (ROGERS, 1962; BASS, 1969). A expressão que os relacionam segue conforme (1).

$$f(t) = [p + q * F(t)] * [1 - F(t)] \quad (1)$$

Onde $f(t)$ é a 'densidade de probabilidade', e $F(t)$ é a 'função de distribuição cumulativa' de $f(t)$.

A variável $F(t)$ representa a probabilidade de adoção da inovação por clientes potenciais no tempo segundo (2).

$$F(t) = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{p}{q} e^{-(p+q)t}} \quad (2)$$

Como pode ser visto em (1) e (2) os parâmetros p e q determinam a velocidade com que tal produto ou tecnologia é adotada ao longo do tempo. Para este trabalho utiliza-se da base de dados das unidades de GDFV já instaladas em uma concessionária para determinar seus valores através de uma análise histórica.

A construção do estudo de difusão da GDFV, no entanto, depende de uma série de critérios aos quais serão explorados à seguir.

3.1 Critérios para a difusão da GDFV

Os critérios utilizados para o estudo da difusão da GDFV passam pela definição das classes e modalidades de consumo e principalmente dos critérios de seleção das UCs.

O presente estudo abrange as UCs residenciais e comerciais, e as modalidades de geração local e autoconsumo remoto. As mesmas também são divididas conforme seu número de fases (UCs monofásicas e trifásicas). São considerados aspectos econômicos, técnicos e regulatórios como critério de seleção das UCs. A seguir, lista-se os aspectos mencionados e suas respectivas caracterizações:

a) Aspectos econômicos: fazem parte o valor da tarifa (com todos os impostos), o valor dos sistemas fotovoltaicos (CAPEX), e principalmente o cálculo do *payback*, considerado a principal métrica utilizada pelos consumidores como intenção de investimento em GDFV.

Utiliza-se do *payback* simples para UCs residenciais e do *payback* descontado para as UCs comerciais (a uma taxa de desconto). O perfil de intenção de investimento de acordo com o valor de *payback* é apresentado em (3).

$$fmm = e^{-SPB \cdot TPB} \quad (3)$$

Onde *fmm* é a 'fração de máximo mercado', *SPB* é a 'sensibilidade ao *payback*' de 0,3 (EPE, 2019), *TPB* é o 'tempo de *payback*', calculado em anos.

O cálculo do tempo de *payback* é realizado por meio do cálculo do fluxo de caixa da UC levando em consideração o custo do investimento em GD (CAPEX) e a economia por ele gerada (receita da UC).

O fluxo de caixa da UC também depende dos aspectos regulatórios que apontam para as regras de precificação da energia. De acordo com estas regras, é realizado o cálculo da potência do sistema fotovoltaico e da economia na conta de energia gerada pela adoção da geração local.

Outro fator que pode impactar na potência e no *payback* de um sistema fotovoltaico é a simultaneidade entre a geração de energia e o consumo da UC. Mesmo produzindo sua própria energia, as UCs ainda dependem da rede elétrica para seu abastecimento.

O dimensionamento da potência instalada (*P*) baseia-se no fator de capacidade (*FC*) em pu de acordo com as curvas reais de geração de energia fotovoltaica. O cálculo da potência instalada de GDFV também leva em consideração o consumo mensal individual de cada UC, o número de dias do mês, e o número de horas do dia como apresentado em (4).

$$P \text{ (kW)} = \frac{\text{consumo mensal}}{FC * 30 * 24} \quad (4)$$

A potência instalada é o principal valor do CAPEX referente ao custo de investimento. O cálculo da economia na conta de luz depende da regulação ou das regras do MN.

b) Aspectos técnicos: são os fatores impactantes na adoção física da GDFV uma vez que nem todas as UCs estão aptas a realizar esse tipo de investimento, como é o caso do Fator Técnico (*FT*). Segundo Konzen (2014) cerca de 15% das UCs são desqualificadas do MP por apresentarem barreiras técnicas para a instalação da GDFV. Além disso, considera-se apenas

as UCs do tipo própria, excluindo os imóveis alugados através do Fator de Aptidão Local (*FAL*).

c) Aspectos Regulatórios: atuam como variáveis de entrada para os aspectos econômicos e ajudam a definir o Mercado Potencial (*MP*). É nele que se solidificam as propostas do MN. O MN estabelece as diretrizes do sistema de compensação.

A construção do MP da concessionária depende da quantidade total de UCs residenciais e comerciais que possuem uma renda qualificada superior a três salários mínimos (EPE, 2019). Assim o MP é formado de acordo com (5).

$$MP = NC * RQ * FT * FAL \quad (5)$$

Sendo *NC* o número de consumidores, e *RQ* a renda qualificada.

Após o cálculo do MP é possível calcular o mercado potencial final (*MPF*) através da aplicação da fração de máximo mercado em (6).

$$MPF = MP * fmm \quad (6)$$

Este MPF indica o número final de UCs que adotarão a GDFV ao longo do tempo a uma certa velocidade que depende dos fatores *p* e *q* calculados através de uma análise histórica que relaciona o número de unidades de GDFV e a concessionária em questão até o ano de 2020.

4. IMPACTOS DA GDFV EM UM ALIMENTADOR

A entrada gradual das unidades de GDFV nos alimentadores implicam em impactos técnicos e econômico-financeiros para as concessionárias e suas redes elétricas. A análise técnica consiste na simulação da difusão da GDFV nos alimentadores onde, através do monitoramento de alguns aspectos, é possível estimar como a rede elétrica é afetada em decorrência da adoção de unidades de GDFV pelos segmentos de consumo em um período de 15 anos. De maneira análoga, a análise econômico-financeira também depende da simulação da difusão da GDFV nos alimentadores e possui seus respectivos aspectos monitorados.

A avaliação do impacto da inserção da GDFV nos segmentos de consumo de um alimentador é realizada através do software OpenDSS pelas simulações do tipo *Quasi-Static Time Series* (QSTS). Para analisar o impacto da GDFV nos alimentadores serão analisados cenários que modificam as regras de precificação de energia para os consumidores. Estes cenários são analisados com o objetivo de testar o impacto técnico das redes elétricas e projetar o impacto econômico-financeiro no fluxo de caixa da concessionária.

4.1 Impactos Técnicos

Para premeditar o impacto técnico da GDFV na rede elétrica é necessário o monitoramento de algumas variáveis ao longo do tempo. Estas variáveis são encontradas através de relatórios gerados pelo OpenDSS separados de hora em hora e posteriormente agrupados para o período de um ano. Para o presente estudo monitoram-se em cada cenário:

a) Demanda Máxima (*DMáx*): corresponde ao maior valor de demanda solicitado ao alimentador (em kW);

- b) Demanda Mínima (DMín): corresponde ao menor valor de demanda solicitado ao alimentador (em kW);
- c) Fator de Potência (FP): corresponde ao balanço entre energia ativa e reativa no alimentador. O FP é monitorado em virtude do crescimento da injeção de potência ativa pelas unidades de GDFV.
- d) Perdas Técnicas (PT): perdas técnicas no alimentador (em MWh);
- e) Sobrecarga (SC): identifica os distúrbios causados pela sobrecorrente em transformadores e linhas de transmissão através da comparação da corrente nas fases com seus limites elétricos. Ajuda na detecção dos elos mais frágeis do alimentador (em vezes ao ano). É mensurado através do somatório de trechos em sobrecarga no seu determinado ano;
- f) Sobreensão (ST): como apresentado no Capítulo 2, a adoção da GDFV pelas UCs implica no aumento da tensão em pontos de conexão do sistema visto a injeção de potência ativa pela GDFV (em vezes ao ano). Quando este aumento de tensão ultrapassa os 1,05 pu a tensão de atendimento, segundo o Módulo 8 do PRODIST, passa do limite adequado para o precário (ANEEL, 2018). É mensurado através do somatório de trechos em sobrecarga no seu determinado ano.

4.2 Impactos Econômico-financeiros

Para analisar o impacto econômico-financeiro sobre os alimentadores e consequentemente sobre a concessionária são monitoradas algumas variáveis que influenciam no cálculo do fluxo de caixa. Da mesma forma que para o impacto técnico, estas variáveis são extraídas de hora em hora, e são apresentadas em um somatório anual. Elas são:

- a) Energia Consumida UC: para precificar a quantidade de energia elétrica ativa que a concessionária deixará de faturar com as UCs com GDFV quantifica-se a energia consumida pelas UCs com GDFV (em GWh);
- b) Energia Injetada: indica a quantidade de energia elétrica ativa que é injetada na rede elétrica pelas UCs que possuem geração fotovoltaica (em GWh).

Os cenários deste estudo são estipulados com base na regulação atual e nas discussões contemporâneas que envolvem o mercado da GDFV no Brasil. A seguir são apresentados os cenários e a formulação matemática que projeta o impacto da GDFV nas receitas da concessionária.

4.2.1 Cenário 1

No Cenário 1 as UCs com GDFV seguem as regras atuais da REN 482 e seu sistema de compensação. A concessionária deixa de arrecadar com a venda de energia elétrica e tem como receita principal a cobrança da taxa de disponibilidade. Assim a receita final para o Cenário 1 segue conforme (7).

$$RF_{C1} = \sum_{i=0}^{15} (TD_i + PT_i - PR UC_i) \quad (7)$$

Onde RF_{C1} é a receita final para o Cenário 1, TD_i é a taxa de disponibilidade ao longo dos anos, PT_i é a receita com a diminuição das perdas técnicas ao longo dos anos, e $PR UC_i$ é a perda de receita com a diminuição da venda de energia ao longo dos anos.

4.2.2 Cenário 2

O Cenário 2 é baseado no marco legal da GDFV que adiciona a cobrança gradual da TUSD Distribuição (Fio B) na energia injetada pela GDFV conforme a Tabela 1. Assim como no Cenário 1, é mantida a cobrança da taxa de disponibilidade.

Tabela 1. Cobrança gradual TUSD

Ano	1	2	3	4	5	6	7
Partic. (%)	15	30	45	60	75	90	100

Assim, adiciona-se em (7) a receita com a parcela TUSD para o cálculo da receita final do Cenário 2.

4.2.3 Cenário 3

De acordo com a regulação vigente (REN 482), os prossumidores injetam energia na rede sem nenhum pagamento pelo uso do Sistema de Distribuição. Assim, qualquer excedente gerado durante os horários de menor consumo são convertidos em créditos que podem ser utilizados durante períodos de pouca ou nenhuma geração local. Desta forma, a concessionária perde em arrecadação de venda de energia e mantém seu desafio de atendimento nos horários de maior solicitação de energia (Demanda Máxima).

O Cenário 3 envolve um arranjo técnico que explora a instalação de sistemas de armazenamento concentrado em média tensão (MT) que armazenará a energia excedente da GDFV através das regras de um MN.

O MN utiliza-se o 'pagamento' do uso do Sistema de Distribuição em energia. Ou seja, parte da energia injetada fica para a concessionária em troca dos serviços de rede. A concessionária utiliza essa energia para carregar os sistemas de armazenamento concentrado. Também é utilizado como referência a TUSD Fio-B. Desta forma, o tamanho da GDFV é sobredimensionado de acordo com esta quantidade.

Considera-se a entrada do armazenamento concentrado conforme a quantidade de energia injetada pelos prossumidores ao longo dos anos. A sua alocação é realizada próximas as concentrações de maior carga em MT. A entrada ocorre a cada 300 kWh de energia injetada na rede pelas UCs a uma taxa de carga e descarga de 100 kW. É utilizada a sequência temporal mais crítica de carregamento do alimentador para a escolha do descarregamento das baterias que ocorre por 3 horas. Já o carregamento ocorre de acordo com a energia injetada na rede pela GDFV.

Já a alocação da GDFV nas UCs, para este e outros cenários, acontece de forma aleatória, ou seja, todas as UCs têm as mesmas chances de serem sorteadas desde que tenham um consumo superior a 250 kWh/mês. A receita final para o Cenário 3 engloba os aspectos de (7) com exceção à TD.

5. RESULTADOS

Os resultados estão divididos em três partes: estudo de difusão, impacto técnico e impacto econômico-financeiro. É utilizado para as simulações um alimentador real de uma concessionária do sul do Brasil. O alimentador contém 6214 UCs residenciais e 233 UCs comerciais, e possui demanda sazonal, com maior carregamento durante os meses de Janeiro, Fevereiro e Março.

5.1 Estudo de Difusão

As principais premissas utilizadas para o estudo de difusão são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2. Premissas do estudo de difusão

Premissa	Valor	Referência
Renda Qualificada	68,08%	IBGE, 2010
Fator Técnico	85%	EPE, 2019
FAL	41,60%	IBGE, 2010
Produção da GDFV	0,2 pu/h	NETO, 2017
Custo inicial da GDFV	0-2kW, R\$6,19/Wp 2-4kW, R\$4,96/Wp 6-8kW, R\$4,42/Wp 8-12kW, R\$4,29/Wp	Greener, 2020
Taxa de Desconto	8%	EPE, 2019
SPB	0,3	EPE, 2019
Tarifa Convencional	R\$ 0,54897/kWh	ANEEL, 2021a
ICMS	30%	ANEEL, 2021a
PIS	0,707%	ANEEL, 2021a
CONFINS	3,3%	ANEEL, 2021a
TUSD	22%	ANEEL, 2021b

Através da aplicação das etapas do estudo de difusão discutidas na seção 2, é calculado o número de unidades de GDFV que serão adotadas pelas UCs de BT. A Tabela 3 apresenta a quantidade de UCs adotadas por ano para cada cenário.

Tabela 3. Adoção da GDFV por cenário

Ano	C1	C2	C3
0	6	6	4
1	7	6	5
2	10	10	10
3	22	21	21
4	33	32	28
5	39	37	28
6	37	33	29
7	32	25	21
8	21	17	16
9	14	11	10
10	8	7	6
11	5	4	4
12	2	2	1
13	1	1	1
14	1	1	0
15	0	0	0
Total	238	213	184

Com os resultados apresentados na Tabela 3 é possível desenhar a curva de difusão para os cenários deste estudo apresentando através da Fig. 1.

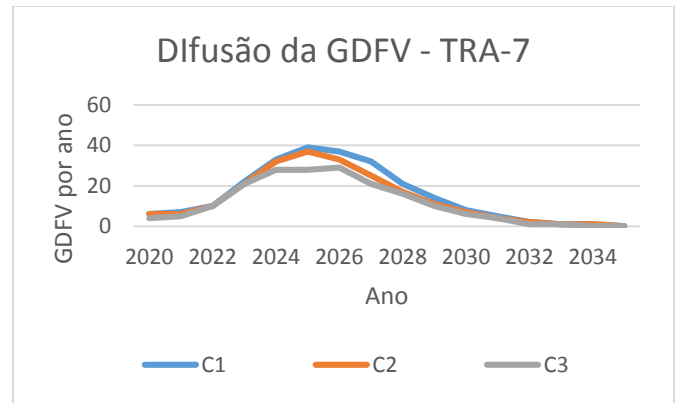


Fig. 1 Curva de difusão da GDFV.

A curva de difusão apresenta graficamente a distribuição da GDFV ao longo dos anos para os cenários deste estudo. Destaca-se a semelhança entre ambos, e a maior quantidade de adoção para o Cenário 1.

5.2 Impacto Técnico

Com os resultados do estudo de difusão é possível realizar o estudo do impacto técnico. O monitoramento do balanço e da qualidade de energia entregue pelo alimentador para as UCs é fundamental para a análise geral deste estudo.

Os resultados englobam todos os elementos do alimentador (barras, linhas, transformadores, ramais, etc).

5.2.1 Cenário 1

O Cenário 1 esboça a previsão da adoção da GDFV pelos segmentos de consumo levando em consideração a manutenção das regras vigentes na REN 482. A Tabela 4 apresenta os resultados do impacto técnico para o Cenário 1.

Tabela 4. Impacto Técnico Cenário 1

Ano	DMáx	DMín	FP	PT	SC	ST
0	3909	797	0,92	581	1986	0
1	3909	784	0,92	580	1972	0
2	3909	766	0,92	579	1964	0
3	3909	695	0,92	576	1511	4
4	3909	599	0,91	572	1494	31
5	3909	479	0,91	570	1486	260
6	3909	378	0,91	567	1478	275
7	3909	302	0,91	565	1441	287
8	3909	253	0,90	564	1436	1468
9	3909	225	0,90	564	1434	2517
10	3909	202	0,90	564	1433	2536
11	3909	187	0,90	563	1433	2535
12	3909	182	0,90	563	1433	2532
13	3909	179	0,90	563	1433	2542
14	3909	172	0,90	563	1433	2542
15	3909	172	0,90	563	1433	2542

Através da Tabela 4 observa-se uma redução no Fator de Potência do alimentador, uma diminuição das Perdas

Técnicas, uma queda do número de Sobrecargas em transformadores e linhas de transmissão e um aumento das Sobretensões a partir do terceiro ano.

Em relação a Demanda Máxima e Mínima apenas os limites inferiores sofrem diminuição. Isto representa a injeção de energia na rede pelos sistemas fotovoltaicos durante o dia.

5.2.2 Cenário 2

O Cenário 2 apresenta os resultados referentes ao estudo de difusão da GDFV para o cenário que inicia a cobrança pelo uso do Sistema de Distribuição. Neste cenário, tem-se uma diminuição da adoção dos sistemas fotovoltaicos em relação ao Cenário 1. A Tabela 5 apresenta os resultados do impacto técnico para o Cenário 2.

Tabela 5. Impacto Técnico Cenário 2

Ano	DMáx	DMín	FP	PT	SC	ST
0	3909	797	0,92	581	1986	0
1	3909	786	0,92	580	1974	0
2	3909	768	0,92	579	1964	0
3	3909	702	0,91	576	1513	4
4	3909	609	0,91	573	1495	30
5	3909	498	0,91	570	1486	259
6	3909	409	0,91	568	1480	266
7	3909	349	0,91	566	1473	279
8	3909	312	0,91	565	1468	276
9	3909	290	0,91	565	1467	279
10	3909	276	0,90	565	1466	1436
11	3909	264	0,90	564	1466	1449
12	3909	261	0,90	564	1466	2339
13	3909	259	0,90	564	1466	2338
14	3909	256	0,90	564	1466	2337
15	3909	256	0,90	564	1466	2337

Os resultados deste cenário indicam que a diminuição da adoção da GDFV manteve o mesmo padrão dos resultados do cenário anterior com algumas melhorias pontuais tais como, um menor número de sobretensões e a Demanda Mínima atingindo maiores valores.

5.2.3 Cenário 3

O Cenário 3 apresenta os resultados referentes ao MN com os sistemas de armazenamento concentrado em MT. Este cenário também apresenta um maior sobredimensionamento da GDFV em relação aos cenários anteriores. A inserção do armazenamento concentrado acontece de acordo com as informações da Tabela 6.

Tabela 6. Armazenamento Concentrado

Ano	Intervalo de Descarregamento
3	20h às 22h
4	20h às 22h
6	20h às 22h
7	21h às 23h
8	21h às 23h
11	21h às 23h

Como pode ser visto na Tabela 6 são inseridos 6 pontos de armazenamento concentrado que totalizam uma capacidade de

1800 kWh para um carregamento ou descarregamento horário de até 600 kW. Os horários mais críticos do alimentador ocorrem entre às 20 e 23 horas. A Tabela 7 apresenta os resultados do impacto técnico para o Cenário 3 com a inserção do armazenamento concentrado.

Tabela 7. Impacto Técnico Cenário 3

Ano	DMáx	DMín	FP	PT	SC	ST
0	3909	799	0,92	582	1986	0
1	3909	788	0,92	581	1974	0
2	3909	768	0,92	580	1964	0
3	3808	741	0,92	577	1489	114
4	3707	701	0,91	574	1482	181
5	3707	653	0,91	572	1476	2366
6	3605	595	0,91	570	1468	2382
7	3504	523	0,91	568	1463	2358
8	3404	463	0,91	567	1457	2386
9	3404	434	0,91	566	1456	2396
10	3404	414	0,91	566	1455	2403
11	3306	401	0,91	565	1458	2328
12	3306	398	0,91	565	1458	2327
13	3306	396	0,91	565	1458	2323
14	3306	396	0,91	565	1458	2323
15	3306	396	0,91	565	1458	2323

O Cenário 3 caracteriza-se pelo sobredimensionamento da potência da GDFV pelas UCs. Este aumento de potência faz com que a GDFV produza uma maior quantidade de energia, o suficiente para a compensar o seu consumo mensal. Já o aumento da energia produzida beneficia o carregamento do armazenamento concentrado em MT. Assim, tanto as UCs quanto a concessionária são favorecidas com a geração fotovoltaica em certo momento.

Através da Tabela 7 é possível perceber uma redução gradual na Demanda Máxima do alimentador entre os anos 3 e 11, condizente com a entrada dos sistemas de armazenamento concentrado em MT. A redução de aproximadamente 600 kW na Demanda Máxima ajuda o alimentador realizar o chamado *peak shaving*, e passa a apresentar picos de demanda parecidos entre às 19 e 23 horas após o ano 11. Já a Demanda Mínima atinge os maiores valores visto a adoção de uma menor quantidade de unidades de GDFV ao longo dos 15 anos em comparação com os outros cenários.

Além disso, percebe-se que mesmo com uma menor adoção da GDFV o Cenário 3 apresenta números parecidos de sobretensão que os cenários anteriores, visto a maior quantidade de energia injetada na rede durante o dia.

5.3 Resultados do impacto econômico-financeiro

Os resultados do impacto econômico-financeiro da inserção da GDFV em alimentadores é o reflexo das transações energéticas entre a concessionária e seus consumidores de acordo com o cenário estipulado. Cada cenário apresenta uma certa quantidade de Energia Injetada, que aumenta à medida que novas unidades de GDFV vão sendo adotadas.

O cálculo do impacto econômico-financeiro para cada cenário proposto depende do ambiente regulatório ou MN. Assim, além da energia 'perdida' em termos de fornecimento da

concessionária, é monitorado a energia injetada na rede elétrica pelas UCs. De maneira conjunta realiza-se o cálculo do fluxo de caixa do alimentador para cada cenário em específico. O resultado deste cálculo refere-se à diminuição da receita com a venda de energia que por sua vez reduz o ganho global da concessionária. De forma resumida, a Tabela 8 apresenta a energia injetada pelas UCs para cada cenário de estudo (em GWh).

Tabela 8. Energia Injetada pelas UCs

Ano	C1	C2	C3
0	0,02	0,02	0,02
1	0,05	0,05	0,05
2	0,10	0,09	0,09
3	0,24	0,23	0,17
4	0,41	0,39	0,31
5	0,59	0,56	0,45
6	0,74	0,70	0,59
7	0,86	0,79	0,76
8	0,94	0,84	0,93
9	0,97	0,87	1,05
10	1,00	0,89	1,11
11	1,02	0,91	1,17
12	1,03	0,92	1,19
13	1,03	0,92	1,22
14	1,04	0,92	1,22
15	1,04	0,92	1,22

5.3.1 Cenário 1

Para o Cenário 1 considera-se a receita da Taxa de Disponibilidade como a principal receita das UCs com GDFV. O valor de tal aspecto é o resultado da multiplicação do consumo mínimo (30 ou 100 kWh) das UCs com GDFV pela tarifa do respectivo ano. A taxa de disponibilidade também engloba todas as UCs participantes da modalidade de consumo remoto.

Já as Perdas de Receita UC referem-se ao mecanismo *net metering* ao entender que toda a energia utilizada da rede pelas UCs é abatida pela geração produzida pela mesma. Assim, através da soma de todos os aspectos de (7) dá-se origem ao valor perdido anualmente pela concessionária com a entrada da GDFV. Trazendo estes valores para o presente através do cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) para o Cenário 1 tem-se uma perda somada de R\$ 7.112.924,28 em 15 anos como Receita Final.

5.3.2 Cenário 2

No Cenário 2 altera-se os mecanismos de receita da concessionária. A cobrança gradual da Parcela TUSD soma-se a taxa de disponibilidade. A Perda de Receita UC para o Cenário 2 é menor que a do Cenário 1 devido a diminuição da adoção da GDFV ao longo dos anos. Mesmo com a taxa de disponibilidade sofrendo uma redução proporcional, a Parcela TUSD contribui com uma alta arrecadação, principalmente nos anos posteriores a transição da quantidade relativa da mesma. Assim, o Cenário 2 apresenta uma queda de arrecadação total de R\$ 5.196.039,27.

5.3.3 Cenário 3

O Cenário 3 introduz um MN através da inserção do armazenamento concentrado. Percebe-se que mesmo com uma menor adoção da GDFV o Cenário 3 apresenta uma grande quantidade de Energia Injetada, superior aos outros cenários.

Esta maior Energia Injetada corrobora com o armazenamento concentrado que carrega suas baterias com energia renovável. Além disso, esta energia retorna as UCs à noite uma vez que uma parte do abastecimento noturno é realizado pelo descarregamento do armazenamento concentrado. Entretanto, calcula-se que 12% da energia é perdida nos processos de carregamento e descarregamento das baterias em MT.

Para o Cenário 3 calcula-se uma perda de receita de R\$ 5.746.043,51 para os 15 anos. Neste cenário não é englobado os gastos com o armazenamento concentrado e o impacto positivo da diminuição da Demanda Máxima. A Tabela 9 apresenta um comparativo do MN com os outros cenários.

Tabela 9. Perda de receita

Cenário	Perda de Receita
1	R\$ 7.112.924,28
2	R\$ 5.196.039,27
3	R\$ 5.746.043,51

Como pode ser visto na Tabela 9, o Cenário 2 apresenta o menor impacto da GDFV no fluxo de caixa da concessionária devido a cobrança pelo uso do Sistema de Distribuição. O Cenário 3 também apresenta um impacto menor que o Cenário 1 pela diminuição da adoção da GDFV. Entretanto não é mensurado a influência de vários aspectos tais como, a diminuição da Demanda Máxima, os custos relativos aos problemas de Sobrecarga e Sobretenção, e os custos com armazenamento.

6. CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou os passos necessários para a construção de uma metodologia com o objetivo de valorar o impacto da GD no equilíbrio econômico-financeiro de uma concessionária através de um estudo de difusão para um alimentador. O estudo de difusão serve como variável de entrada para as simulações posteriores.

As simulações eletroenergéticas do tipo QSTS buscam reproduzir os impactos técnicos causados pela entrada das unidades da GDFV de acordo com o cenário proposto ao longo do tempo e como meio de obtenção das variáveis para o estudo do impacto econômico-financeiro ao ser monitorada a energia injetada pelas UCs.

A etapa do cálculo do impacto econômico-financeiro para a concessionária consiste na avaliação da receita final através da precificação das transações energéticas levando em consideração os custos fixos, volumétricos, da diminuição das perdas técnicas e da perda de receita com venda de energia às UCs com GD de acordo com o cenário de regulação ou modelo de negócio.

Assim, foi possível analisar a atual conjuntura e um modelo de negócio com armazenamento concentrado em MT. Os resultados indicam que os Cenários 2 e 3 apresentaram fatores mais rentáveis para a concessionária que o Cenário 1, que não possuía qualquer tipo de cobrança das UCs pelo uso do

Sistema de Distribuição. Além disso, destaca-se o Cenário 3 em relação à diminuição da Demanda Máxima, que ajuda o alimentador a realizar o *peak shaving* ao diminuir a demanda nos horários de maiores solicitações de energia elétrica.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Programa de P&D regulado pela ANEEL executado pela Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D) via chamada n° 01/2018, a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e ao INCT-GD.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. (2004). Regras para comercialização de energia Elétrica. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- ANEEL. (2012). Resolução Normativa N 482. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- ANEEL. (2015). Resolução Normativa N 687. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- ANEEL. (2018). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Brasília. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- ANEEL. (2021a). Tarifas. Brasília. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/dados/tarifas>>. Acesso em: 17. Jan. 2022.
- ANEEL. (2021b). Tarifa residencial: Evolução TUSD/TE. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiOTY0NWQzOGItMmQ3ZS00MWUzLTllNmMtNTA5NTYxODdhYTktZmI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIImMiOjR9>>. Acesso em: 17. Jan. 2022.
- Bass, F. M. (1969). *A new product growth for model consumer durables*. Management Science, v. 15, p 215-227, 1969.
- BRASIL. (2022). Lei n° 14.300, de 6 de Janeiro de 2022. Diário Oficial da União, Poder Executivo, Brasília.
- Burger, S. P., e Luke, M. (2017). Business models for distributed energy resources: A review and empirical analysis. *Energy Policy*.
- EPE (2019). Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Empresa de Pesquisa Energética – EPE.
- Gouvêa, A. R., e Pereira, A. O. (2019). Uma visão estratégica do setor de distribuição de energia elétrica frente aos desafios da expansão de recursos energéticos distribuídos no Brasil, Rio de Janeiro.
- GREENER (2020). Estudo estratégico geração distribuída: Mercado fotovoltaico. 121 p. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2021/01/Estudo-Estrategico-de-Geracao-Distribuida-2%C2%B0-sem-2020-Mercado-Fotovoltaico-1-5.pdf>>. Acesso em: 17 jan. 2022.
- IBGE. (2010). Censo 2010. Disponível em: <<https://censo2010.ibge.gov.br>>. Acesso em: 17 jan. 2022
- Konzen, G. (2014). Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no brasil: Uma simulação via modelo de Bass. São Paulo.
- Liu, G., Xu, Y., e Tomsovic, K. (2016). Bidding strategy for microgrid in day-ahead Market based on hybrid stochastic/robust optimization. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 7, n. 1, p. 227-237.
- Moreira, J. R. S. Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética. São Paulo: LTC Grupo Editorial Nacional. 2017.
- Neto, N. K. (2017). Metodologias para modelagem de cargas de consumidores de baixa tensão considerando a integração de resposta da demanda, geração distribuída e veículos elétricos. Santa Maria, RS, 2017.
- Picciarelli, A. et al. (2015). Electricity distribution tariffs and distributed generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers. *Utilities Policy*, v. 37, p. 23–33
- Razavi, S. E. et al. (2019). Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Rockmann, A. (2018). 20 Anos do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE
- Rogers, E. M. (1962). *Diffusion of innovations*. 3 ed. New York, 1969. 453 p.
- Timmers, P. (1998). Business models for electronic markets. *Journal on Electronic Markets*. v. 8, n. 2, p. 3-8.