

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

CAIO CASTILHO DA SILVA

**Desenvolvimento de um Método de Análise e Correção
de Variações de Tensão Causadas pela Proteção
Anti-Ilhamento de Geradores Distribuídos**

São Carlos

2018

CAIO CASTILHO DA SILVA

**Desenvolvimento de um Método de Análise e Correção
de Variações de Tensão Causadas pela Proteção
Anti-Ilhamento de Geradores Distribuídos**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Energia e Automação, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Área de concentração: Geração Distribuída

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo
Vieira Júnior

**São Carlos
2018**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

C352d	CASTILHO DA SILVA, CAIO Desenvolvimento de um Método de Análise e Correção de Variações de Tensão Causadas pela Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Distribuídos / CAIO CASTILHO DA SILVA; orientador JOSÉ CARLOS DE MELO VIEIRA JÚNIOR. São Carlos, 2018. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2018. 1. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. 2. PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO. 3. QUALIDADE DA ENERGIA. I. Título.
-------	---

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Caio Castilho da Silva

Título: “Desenvolvimento de um método de análise e correção de variações de tensão causadas pela proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 23 / 11 / 2018,

com NOTA 9,5 (nove, cinco), pela Comissão Julgadora:

Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador - SEL/EESC/USP

Prof. Associado Mário Oleskovicz - SEL/EESC/USP

Mestre Daniel Ferreira Lima - Doutorando - SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Norberto e Marcela, que sempre me apoiaram e me incentivaram a continuar lutando para chegar neste momento. Sou muito grato por isso.

Ao meu irmão Murilo, que além de me apoiar e me ajudar no “papel” de irmão, viveu todo esse período comigo.

Aos amigos de moradia, em especial ao Weber Daas e Lucas Castilho, que estiveram comigo a maior parte do tempo que morei em São Carlos.

Aos meus amigos mais próximos, em especial ao Coroa, Lucão, Renan, Ivan, Fawzi, Pita e Sid, que tornaram os momentos vividos na graduação mais fáceis, cheio de risadas e que vou levar para a vida. Meu sincero obrigado.

Ao professor e orientador José Carlos por todo o apoio dado no desenvolvimento desse trabalho.

À todas as outras pessoas que de alguma maneira fizeram parte da minha vida nesses 5 anos de graduação.

RESUMO

DA SILVA, C. C. **Desenvolvimento de um Método de Análise e Correção de Variações de Tensão Causadas pela Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Distribuídos**. 2018. 98p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

Nos últimos anos, muito tem se falado em um conceito relativamente novo de geração quando comparado ao modelo tradicional, o de geração distribuída. São diversos os pontos favoráveis ao sistema de distribuição no contexto da qualidade da energia elétrica advindos dessa geração. No entanto, mesmo com vários benefícios, a inserção desses geradores pode levar ao surgimento de novos problemas. Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo analisar as situações de afundamento de tensão decorrentes da atuação da proteção anti-ilhamento, além de instigar futuras pesquisas sobre o tema. Apesar de o problema em questão já ser objetivo de estudo de diversos trabalhos, este trabalho visa utilizar bancos de baterias para mitigar o fenômeno, o que ainda não é tão explorado. Para isso, essa pesquisa se baseia em um circuito existente e já modelado no OpenDSS, que foi o *software* utilizado. As análises foram divididas de acordo com a maneira em que se decidiu utilizar os bancos de baterias. Sendo assim, para o primeiro modo, observou-se a queda de tensão nas fases do barramento que conecta a geração fotovoltaica à rede elétrica e o número de mudanças dos *taps* dos reguladores presentes no sistema, em um período de 24h para um dia nublado. Já para o segundo modo, analisou-se o número de violações de tensão, de acordo com as normas da ANEEL, no momento da atuação da proteção anti-ilhamento. Os resultados obtidos mostraram que é possível se utilizar bancos de baterias tanto para resolver o problema de afundamento, quanto para compensar variações de tensão em dias nublados.

Palavras-chaves: geração distribuída, proteção anti-ilhamento, qualidade da energia, afundamento da tensão, baterias, geração fotovoltaica, OpenDSS.

ABSTRACT

DA SILVA, C. C. **Development of a Method of Analysis and Correction of Voltage Variations Caused by Anti-Island Protection of Distributed Generators.** 2018. 98p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

In the recent years, much has been said about a relatively new concept of generation when it is compared to the traditional one, the distributed generation concept. This generation concept has several favorable aspects of service to the distribution system within the context of power quality. However, even with all the benefits, the insert of these generators in the grid may cause new problems. In this context, the objective of this work is to analyze voltage sag problems occurred due to anti-islanding protection, as well as instigate future research on the subject. Although this problem is a common objective for a lot of other works, this one aims to use battery banks to eliminate the phenomenon, which is something not common. To do that, this study is based on an existing circuit that is already modelled in OpenDSS, which is the software that it was used. The analyzes were divided according to the way in which it was decided to use the battery banks. Therefore, for the first procedure, it was observed the voltage drop in each phase of the bus that connects the photovoltaic generator to the grid and the number of times the taps of the regulators in the system changed in a 24-hour period of a cloudy day. For the second procedure, it was analyzed the number of voltage violations, according to ANEEL, at the time of the anti-islanding protection. The results had shown that it is possible to use battery banks not only to solve the voltage sag problem but also to compensate voltage drops in cloudy days.

Keywords: distributed generation, anti-islanding protection, power quality, voltage sag, batteries, photovoltaic generators, OpenDSS.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Crescimento da capacidade de energias renováveis por tecnologia. . . .	22
Figura 2 – Potência instalada por tipo de fonte em maio de 2017	23
Figura 3 – Projeção do número de conexões de micro-geração fotovoltaica até 2024.	23
Figura 4 – Circuito base simplificado do problema a ser estudado.	25
Figura 5 – Formação de uma ilha energizada.	29
Figura 6 – Sistema de distribuição em situação normal de operação.	31
Figura 7 – Sistema de distribuição após a atuação do regulador.	31
Figura 8 – Sistema elétrico de potência utilizado para estudo.	37
Figura 9 – Curva de Carga Comercial.	42
Figura 10 – Curva de Carga Residencial.	42
Figura 11 – Diagrama de blocos do elemento PVSystem.	43
Figura 12 – Curvas de temperatura diária, P_{xT} e η_{xP} adotadas para a geração fotovoltaica.	45
Figura 13 – Curvas de irradiação diária para dias ensolarados e nublados.	46
Figura 14 – Diagrama de blocos simplificado do elemento Storage.	47
Figura 15 – Curva fornecida à bateria para compensar quedas de tensão em dias nublados.	52
Figura 16 – Curva de geração dos geradores fotovoltaicos.	54
Figura 17 – Curva fornecida à bateria para solucionar o problema de afundamento.	54
Figura 18 – Perfil de tensão nas barras 830 e 832 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.	58
Figura 19 – Perfil de tensão nas barras 840 e 844 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.	58
Figura 20 – Perfil de tensão nas barras 848 e 860 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.	59
Figura 21 – Perfil de tensão nas barras mid834 e mid836 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.	59
Figura 22 – Perfil de tensão nas barras mid838 e mid840 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.	59
Figura 23 – Perfil de tensão nas barras mid844 e mid846 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.	60
Figura 24 – Perfil de tensão nas barras 830 e 832 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.	60
Figura 25 – Perfil de tensão nas barras 840 e 844 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.	61

Figura 26 – Perfil de tensão nas barras 848 e 860 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.	61
Figura 27 – Perfil de tensão nas barras mid834 e mid836 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.	61
Figura 28 – Perfil de tensão nas barras mid838 e mid840 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.	62
Figura 29 – Perfil de tensão nas barras mid844 e mid846 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.	62
Figura 30 – Perfil de tensão nas barras 830 e 832 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.	63
Figura 31 – Perfil de tensão nas barras 840 e 844 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.	63
Figura 32 – Perfil de tensão nas barras 848 e 860 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.	64
Figura 33 – Perfil de tensão nas barras mid834 e mid836 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.	64
Figura 34 – Perfil de tensão nas barras mid838 e mid840 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.	64
Figura 35 – Perfil de tensão nas barras mid844 e mid846 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.	65
Figura 36 – Caso 1 - GD 500 kW e bateria 100 kW: Perfil de tensão nas fases a, b e c da barra 840 antes e após a inserção da bateria.	66
Figura 37 – Caso 1 - GD 500 kW e bateria 100 kW: Mudanças dos <i>taps</i> do regulador 2 nas fases a, b e c.	67
Figura 38 – Caso 1 - GD 500 kW e bateria 500 kW: Perfil de tensão nas fases a, b e c da barra 840 antes e após a inserção da bateria.	67
Figura 39 – Caso 1 - GD 500 kW e bateria 500 kW: Mudanças dos <i>taps</i> do regulador 2 nas fases a, b e c.	68
Figura 40 – Potência por fase que é injetada no sistema pelo gerador fotovoltaico de 1000kW e pela bateria de 1000kW respectivamente.	72
Figura 41 – Potência por fase que entra no transformador que conecta o gerador fotovoltaico de 1000vKW e bateria de 1000vKW ao sistema.	73
Figura 42 – Potência por fase injetada no sistema pelo gerador fotovoltaico de 1000 kW, considerando um gerador ideal, e pela bateria de 1000 kW respectivamente.	74
Figura 43 – Potência por fase que entra no transformador que conecta o gerador fotovoltaico de 1000 kW, considerando um gerador ideal, e bateria de 1000 kW ao sistema.	74

Figura 44 – Perfil de tensão nas barras mid806 e mid810 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento.	89
Figura 45 – Perfil de tensão nas barras mid820 e mid822 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.	89
Figura 46 – Perfil de tensão nas barras mid824 e mid826 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.	90
Figura 47 – Perfil de tensão nas barras mid828 e mid830 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.	90
Figura 48 – Perfil de tensão nas barras mid848 e mid856 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.	90
Figura 49 – Perfil de tensão nas barras mid858 e mid860 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.	91
Figura 50 – Perfil de tensão na barra mid864 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.	91
Figura 51 – Perfil de tensão nas barras mid806 e mid810 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.	92
Figura 52 – Perfil de tensão nas barras mid820 e mid822 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.	92
Figura 53 – Perfil de tensão nas barras mid824 e mid826 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.	92
Figura 54 – Perfil de tensão nas barras mid828 e mid830 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.	93
Figura 55 – Perfil de tensão nas barras mid848 e mid856 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.	93
Figura 56 – Perfil de tensão nas barras mid858 e mid860 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.	93
Figura 57 – Perfil de tensão na barra mid864 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.	94
Figura 58 – Perfil de tensão nas barras mid806 e mid810 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.	94
Figura 59 – Perfil de tensão nas barras mid820 e mid822 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.	94
Figura 60 – Perfil de tensão nas barras mid824 e mid826 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.	95
Figura 61 – Perfil de tensão nas barras mid828 e mid830 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.	95
Figura 62 – Perfil de tensão nas barras mid848 e mid856 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.	95

Figura 63 – Perfil de tensão nas barras mid858 e mid860 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.	96
Figura 64 – Perfil de tensão na barra mid864 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.	96
Figura 65 – Curva fornecida à bateria para compensar quedas de tensão em dias nublados e em horários de pico.	98

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Níveis de tensão em regime permanente aceitáveis para redes de distribuição com tensão nominal entre 1kV e 69kV.	27
Tabela 2 – Parâmetros da SE inseridos no OpenDSS.	39
Tabela 3 – Parâmetros dos trafos a serem inseridos no OpenDSS.	39
Tabela 4 – Parâmetros inseridos no elemento de controle RegControl.	40
Tabela 5 – Parâmetros dos capacitores inseridos no OpenDSS.	40
Tabela 6 – Parâmetros das cargas a serem inseridos no OpenDSS.	40
Tabela 7 – Parâmetros necessários para definir a curva do comportamento diário/anual da carga.	41
Tabela 8 – Parâmetros da linha inseridos no OpenDSS.	42
Tabela 9 – Parâmetros a serem inseridos no “elemento” LineCode.	43
Tabela 10 – Parâmetros necessários para definir a curva de irradiação diária (LoadShape).	44
Tabela 11 – Parâmetros necessários para definir a curva de temperatura diária (Tshape).	44
Tabela 12 – Parâmetros necessários para definir as curvas P_{xT} e η_{xP} (XYcurve).	44
Tabela 13 – Parâmetros dos geradores distribuídos a serem inseridos no OpenDSS.	45
Tabela 14 – Parâmetros a serem inseridos no elemento <i>Storage</i>	48
Tabela 15 – Parâmetros a serem inseridos no elemento de controle <i>StorageController</i>	49
Tabela 16 – Relação dos índices adotados para cada um dos casos em estudo antes da inserção da bateria	69
Tabela 17 – Relação dos índices adotados para cada um dos casos em estudo após a inserção da bateria.	69
Tabela 18 – Melhora absoluta dos índices adotados para cada um dos casos em estudo após a inserção da bateria.	70
Tabela 19 – Número de violações de tensão por faixa (precária e crítica) para cada um dos casos sem bateria e com os <i>taps</i> dos reguladores fixos.	71
Tabela 20 – Número de violações de tensão por faixa (precária e crítica) para cada um dos casos com bateria e com os <i>taps</i> dos reguladores fixos.	71
Tabela 21 – Número de violações de tensão por faixa (precária e crítica) para cada um dos casos sem bateria e com os <i>taps</i> dos reguladores livres.	75
Tabela 22 – Número de violações de tensão por faixa (precária e crítica) para cada um dos casos com bateria e com os <i>taps</i> dos reguladores livres	75
Tabela 23 – Casos adotados para a realização das análises.	78
Tabela 24 – Barras escolhidas para um estudo inicial.	85

Tabela 25 – Relação entre os diferentes tipos de geração e os valores máximos e mínimos de tensão em p.u. obtidos.	86
Tabela 26 – Relação entre os diferentes tipos de geração e as posições dos <i>taps</i> dos reguladores de tensão obtidos.	86
Tabela 27 – Relação entre os taps fixo e os valores máximos e mínimos de tensão obtidos.	87
Tabela 28 – Relação entre os diferentes tipos de geração e os valores máximos e mínimos de queda de tensão.	87
Tabela 29 – Relação dos índices adotados para cada um dos casos em estudo antes da inserção da bateria.	97
Tabela 30 – Relação dos índices adotados para cada um dos casos em estudo após a inserção da bateria.	97
Tabela 31 – Melhora absoluta dos índices adotados para cada um dos casos em estudo após a inserção da bateria.	97

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATM	Afundamento de Tensão Momentâneo
ATT	Afundamento de Tensão Temporário
CG	Centros de Geração
GD	Geração Distribuída
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
SD	Sistemas de Distribuição
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
η	Eficiência do Inversor

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Definição do problema	24
1.2	Objetivos do trabalho	25
1.3	Organização do documento	25
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
2.1	Influência da geração distribuída no sistema de distribuição	27
2.1.1	Regulação de tensão	27
2.1.2	Variações de tensão de curta duração - Afundamento de Tensão	28
2.1.3	Ilhamento - Proteção Anti-Ilhamento	29
2.2	Afundamento de tensão decorrente da proteção Anti-ilhamento	30
2.3	Possíveis soluções	32
2.3.1	Operação não sequencial de reguladores de tensão	32
2.3.2	Corte de carga combinado com a GD	33
2.3.3	Controle centralizado dos dispositivos reguladores de tensão	33
2.3.4	Conexão de banco de capacitores	34
2.3.5	Conexão de banco de baterias	34
3	METODOLOGIA E MODELAGEM	37
3.1	Modelagem	37
3.1.1	Sistema elétrico em análise	37
3.1.2	O <i>software</i> OpenDSS	38
3.1.2.1	Subestação	38
3.1.2.2	Transformador	39
3.1.2.3	Regulador de tensão	39
3.1.2.4	Capacitor	40
3.1.2.5	Carga	40
3.1.2.6	Alimentadores	42
3.1.2.7	Gerador Distribuído - Painéis fotovoltaicos	43
3.1.2.8	Bateria	46
3.2	Metodologia	51
3.2.1	Caracterização do problema	51
3.2.2	Utilização da bateria para compensação de quedas de tensão	52
3.2.3	Utilização da bateria como solução para o afundamento de tensão decorrente da proteção anti-ilhamento	53

4	ANÁLISE DOS RESULTADOS	57
4.1	Caracterização do problema	57
4.1.1	Caso 1: Geração fotovoltaica de 500 kW	58
4.1.2	Caso 2: Geração fotovoltaica de 1000kW	60
4.1.2.1	Caso 3: Geração fotovoltaica de 1500 kW	63
4.2	Utilização da bateria para compensação de quedas de tensão	65
4.2.1	Caso 1 - GD 500 kW e bateria de 100 kW e 500kW	66
4.2.2	Resumo	69
4.3	Utilização da bateria como solução para o afundamento de tensão decorrente da proteção anti-ilhamento	70
4.3.1	Primeira situação - <i>Taps</i> fixos	71
4.3.2	Segunda situação - <i>Taps</i> livres	75
5	CONCLUSÕES	77
5.1	Trabalhos futuros	79
	REFERÊNCIAS	81
	APÊNDICES	83
	APÊNDICE A – ESTUDOS INICIAIS	85
A.1	Primeira análise	85
A.2	Segunda análise	87
	APÊNDICE B – PERFIL DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS DE CARGA	89
B.1	Caso 1 - Geração fotovoltaica de 500 kW	89
B.2	Caso 2 - Geração fotovoltaica de 1000 kW	92
B.3	Caso 3 - Geração fotovoltaica de 1500 kW	94
	APÊNDICE C – ESTUDO COMPLEMENTAR: UTILIZAÇÃO DA BATERIA PARA COMPENSAÇÃO DE QUEDAS DE TENSÃO	97

1 INTRODUÇÃO

Por muito tempo os sistemas elétricos de potência (SEP) eram formados apenas por três grandes blocos: a geração principal, que são grandes usinas responsáveis pela produção de energia; a transmissão, encarregada de transmitir a energia da zona de geração para a zona de consumo; e a distribuição que, por sua vez, é responsável por distribuir a energia elétrica aos consumidores finais. O que caracteriza a chamada Geração Centralizada. Tal arranjo baseia-se na ideia de que quando a demanda de energia aumenta, a geração aumenta, porém quando a demanda excede os limites da capacidade do sistema, a solução adotada é sempre a construção de novas unidades de geração, e, conseqüentemente, o aumento do transporte e da distribuição dessa energia. No entanto, nessa topologia, os centros de geração (CG), que são normalmente as hidroelétricas, termelétricas e usinas nucleares, exigem grandes infra-estruturas, o que gera diversos impactos ambientais, além de necessitarem de altos custos em sua implantação e manutenção.

Assim, o questionamento quanto a essa forma de geração, aliada à necessidade de aproveitamento de diferentes formas primárias de energia para a diversificação da matriz energética, a fim de tornar o sistema elétrico mais confiável, fez com que o interesse pela instalação de unidades de geração conectadas diretamente à rede de distribuição e próximas aos centro de carga aumentasse. Esse tipo de geração é a chamada Geração Distribuída (GD) (PADHI; NIMJE, 2012).

A geração distribuída, que tem como algumas tecnologias, as células fotovoltaicas, turbinas eólicas, turbinas a gás e micro-turbinas, tem sido reconhecida como uma fonte de energia favorável ao meio ambiente. Muitos benefícios podem ser observados nesse tipo de geração, como, por exemplo, a possibilidade de redução de perdas associadas ao transporte de energia, já que se localiza próxima ao consumidor, a redução da emissão de gases poluentes, visto que a maioria dessas tecnologias utilizam fontes renováveis, e o aumento da confiabilidade do sistema, pois mesmo que haja interrupções no sistema (perda de usina, queda de linhas de transmissão, etc.) o suprimento de energia ainda pode ser garantido. Aliado a esses benefícios, o alto custo, que era o seu maior obstáculo, passou a sofrer significativas reduções nos últimos anos (PADHI; NIMJE, 2012). O resultado disso foi o crescimento cada vez maior da GD, como é possível observar por meio do crescimento de geradores distribuídos de energia renovável apresentado na Figura 1.

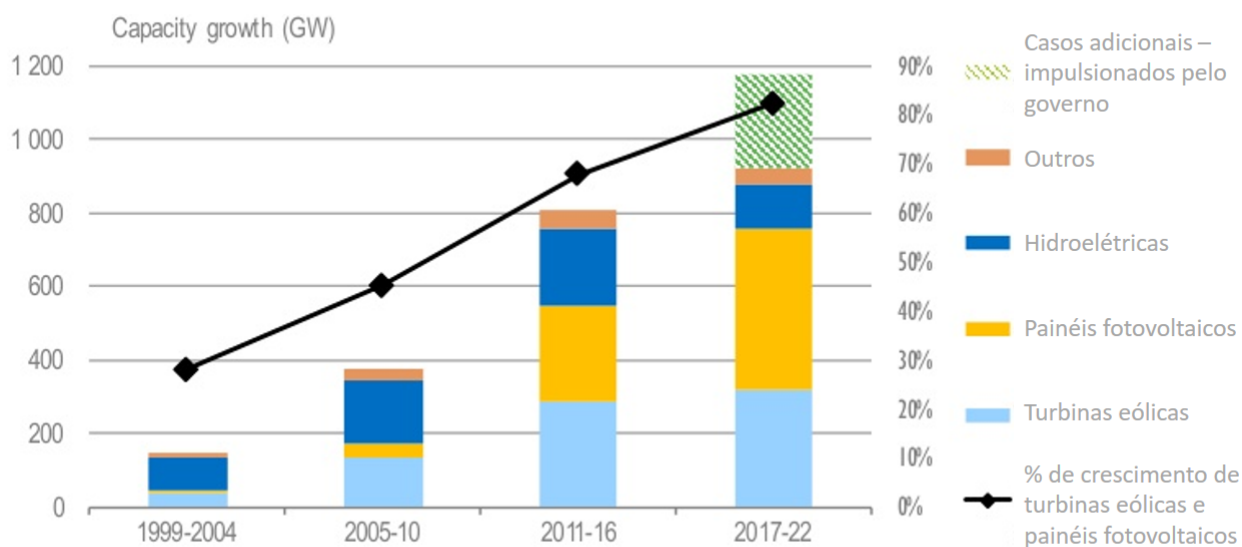


Figura 1: Crescimento da capacidade de energias renováveis por tecnologia.

Fonte: (IEA, 2017)

No Brasil, a GD ocorre principalmente nas formas de micro-geração, quando a potência instalada é inferior a 75kW, e de mini-geração, quando a potência é superior aos 75kW e inferior a 3MW (PCHs) ou 5MW (demais instalações) (ANEEL, 2016). De acordo com as projeções realizadas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), mesmo a geração distribuída apresentando um crescimento significativo de um modo geral, são os geradores fotovoltaicos que contribuem com a sua maior parcela. Já foram eles os líderes de potência instalada para a GD, de micro e minigeração, em maio de 2017, como é possível se observar na Figura 2. Ainda segundo estudos realizados pela própria ANEEL, o número de conexões de micro-geradores solares fotovoltaicos nos próximos anos tende a manter crescimento acentuado, como se pode analisar nas projeções apresentadas na Figura 3.

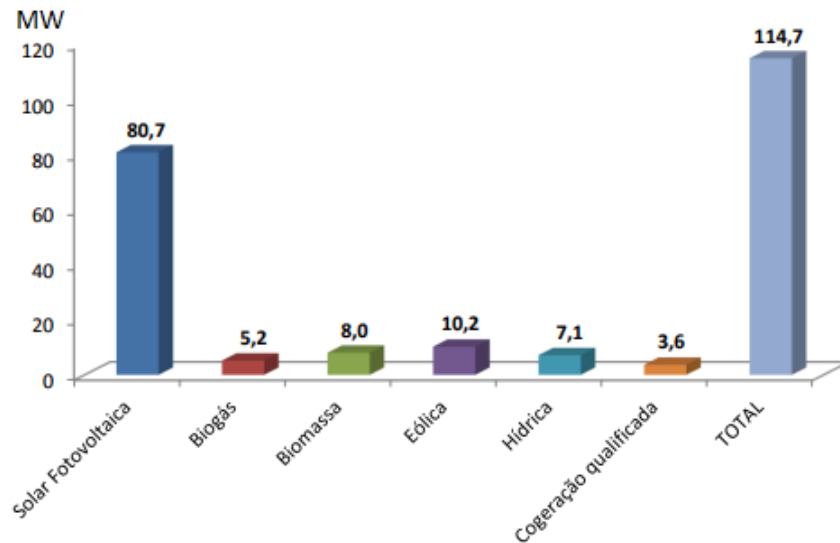


Figura 2: Potência instalada por tipo de fonte em maio de 2017

Fonte: (ANEEL, 2017a)

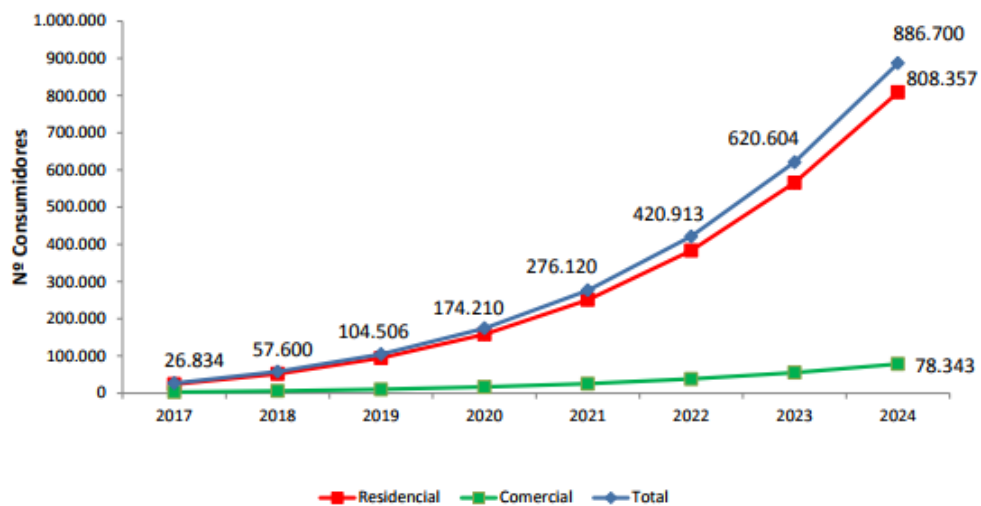


Figura 3: Projeção do número de conexões de micro-geração fotovoltaica até 2024.

Fonte: (ANEEL, 2017a)

No entanto, apesar de apresentar diversos benefícios, a alta penetração da geração distribuída no Sistema de Distribuição (SD) pode ocasionar alguns problemas, como, por exemplo, transitórios de tensão, resultantes da conexão e desconexão das unidades geradoras ou até de sua própria operação, distorções harmônicas, alterações no perfil da tensão em regime permanente e até na confiabilidade do sistema (LOPES et al., 2007; LOPES, 2002). Além disso, podem ocorrer também distúrbios como afundamentos de tensão, decorrentes da atuação de sistemas de proteção que são exigidos pelas concessionárias de distribuição, como é o caso da proteção anti-ilhamento. Esse tipo de proteção estabelece que todos os geradores distribuídos devem ser imediatamente desconectados caso uma ilha energizada seja formada, que pode acontecer, por exemplo, quando religadores abrem devido a faltas temporárias. Para esse último caso, apesar de se tratar de uma proteção

necessária, a desconexão simultânea de um grande número de geradores distribuídos, somada a uma energização imediata das cargas após o religamento, é algo que pode ocasionar tal afundamento, já que como os geradores não estão mais conectados na rede elétrica, o fluxo de potência sobre o religador aumenta.

Portanto, a investigação de fenômenos como este é importante para a rede, assim como a análise de potenciais soluções para mitigar seus efeitos, como, por exemplo, a operação não sequencial de reguladores de tensão, o corte de carga combinado com a GD, o controle centralizado de dispositivos reguladores de tensão e a conexão de banco de capacitores ou de baterias ao SD imediatamente após a desconexão dos geradores (TRINDADE; VIEIRA; FREITAS, 2015). É com base nesta última ideia que o trabalho será desenvolvido.

1.1 Definição do problema

Como descrito na Seção 1, apesar de apresentar diversos benefícios, a alta penetração da geração distribuída também é responsável por ocasionar problemas relacionados à qualidade da energia elétrica (QEE), quando realizada de maneira inadequada. Assim dentre os principais problemas citados anteriormente, este trabalho visa estudar a questão do **afundamento de tensão resultante da proteção anti-ilhamento** exigida pelas distribuidoras.

Na Figura 4, é possível observar o circuito base simplificado que será utilizado para introduzir o estudo do problema citado. Nela, nota-se a presença de um regulador de tensão, um religador e um barramento contendo um gerador distribuído e uma carga. Assim, para uma situação de operação normal do sistema, o regulador de tensão estará com seu *tap* posicionado de modo a garantir os níveis aceitáveis de tensão, o religador estará fechado e assim a carga estará sendo alimentada pela subestação e pelo gerador distribuído. No entanto, na ocorrência de uma falta temporária entre o religador e o gerador, o religador abre e o gerador distribuído é desconectado, pela atuação da proteção anti-ilhamento, de acordo com as normas exigidas por concessionárias. Quando a falta é eliminada e o religador se fecha, o gerador distribuído ainda está desconectado e, por isso, o regulador está desregulado. É nessa situação que o afundamento de tensão aparece e isso será detalhado e, portanto, melhor entendido no decorrer do Capítulo 2.

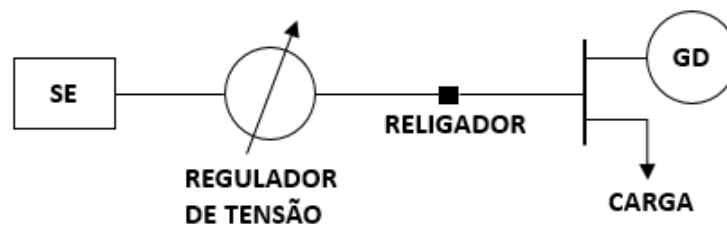


Figura 4: Circuito base simplificado do problema a ser estudado.

Fonte: Do autor

Embora o problema de afundamento de tensão seja bastante conhecido no campo da QEE, o modelo de GD, no Brasil, ainda é recente, o que dificulta a análise e prevenção desse distúrbio. Desse modo, tornam-se fundamentais os estudos desenvolvidos sobre os possíveis impactos desse tipo de geração no sistema elétrico de potência (SEP) para que as agências reguladoras como a ANEEL possam elaborar ou aprimorar normas que garantam a qualidade de energia no sistema. No entanto, não são só necessários estudos relacionados aos impactos da GD, mas também, é fundamental o estudo e a aplicação de soluções que minimizem ou eliminem esse problema da melhor maneira possível, visto que situações como essa tendem a ocorrer cada vez mais devido ao crescimento desse tipo de geração.

1.2 Objetivos do trabalho

O objetivo principal deste documento é identificar e analisar o problema de afundamento de tensão decorrente da atuação da proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos exigidas pelas concessionárias de distribuição, como citado na Seção 1. Além disso, este projeto também tem como foco analisar a implantação de banco de baterias para a resolução do problema, indicando os pontos positivos e negativos dessa escolha e se esta é ou não uma solução eficiente para tal.

1.3 Organização do documento

Este documento está organizado em 5 capítulos, sendo eles: Introdução, Revisão Bibliográfica, Metodologia e Modelagem, Resultados e Conclusão.

No capítulo 1, encontra-se a contextualização do problema, além de sua definição e os objetivos desse documento.

No capítulo 2, é possível observar uma descrição detalhada de todos os conceitos necessários para um bom entendimento do problema abordado. Após isso, nota-se o detalhamento deste, bem como a apresentação de possíveis soluções, além de definir qual será utilizada.

No capítulo 3, encontra-se o detalhamento de cada componente existente no circuito em estudo, a forma como foram modelados no *software* adotado e a metodologia utilizada no trabalho para analisar o problema retratado.

No capítulo 4, tem-se a análise dos resultados encontrados após a aplicação da solução definida.

Por fim, no capítulo 5, são apresentadas as conclusões a respeito da solução adotada, analisando se esta atingiu o objetivo esperado, além de seus prós e contras.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção serão apresentados os conceitos teóricos relevantes para um maior entendimento do problema definido na Seção 1.1, bem como recomendações feitas por órgãos reguladores que garantem um fornecimento adequado da energia elétrica ao consumidor. Em seguida, tal problema será detalhado e caracterizado.

2.1 Influência da geração distribuída no sistema de distribuição

2.1.1 Regulação de tensão

No Brasil, o órgão que regulamenta os níveis de tensão adequados de operação do sistema de distribuição é a ANEEL por meio do Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica). Segundo consta em (ANEEL, 2018), as faixas de tensão em regime permanente permitidas para redes de distribuição com tensões nominais entre 1kV e 69kV variam de acordo com a Tabela 1.

Tabela 1: Níveis de tensão em regime permanente aceitáveis para redes de distribuição com tensão nominal entre 1kV e 69kV.

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

Fonte: (ANEEL, 2018)

A partir da Tabela 1 as distribuidoras se baseiam para garantir um fornecimento de energia elétrica com qualidade ao consumidor, evitando prejuízos e penalidades. No entanto, para isso, é fundamental que estas entendam de que forma a geração distribuída pode influenciar no perfil da tensão em regime permanente.

De acordo com (MASTERS, 2002), a conexão de geradores distribuídos na rede afeta o fluxo de potência da rede de distribuição, bem como o perfil de tensão dos alimentadores, já que para injetar potência na rede e torna-la ativa (fluxo bidirecional de energia), é preciso que o gerador opere com uma tensão mais elevada que a tensão da barra da subestação. Assim, a tensão no ponto de conexão entre gerador e sistema de distribuição aumenta. Como consequência, a tensão poderá tanto aumentar, como diminuir além dos limites estabelecidos na Tabela 1 em algumas partes do sistema. Por isso, os reguladores de tensão são facilmente encontrados nas redes elétricas, já que são eles os responsáveis por manter a tensão de fornecimento nos níveis considerados aceitáveis pelo PRODIST, visto anteriormente, por meio da comutação de *taps*.

No entanto, apesar de ser fundamental na operação correta dos sistemas de distribuição, o fato de ser um dispositivo eletromecânico faz com que seu funcionamento ainda seja lento em certas condições e, por isso, precisa ser acompanhado de outras soluções, como é o caso do problema definido na Seção 1.1 que será mais detalhado no decorrer do documento.

2.1.2 Variações de tensão de curta duração - Afundamento de Tensão

De acordo com (NASCIMENTO, 2013), a desconexão abrupta dos geradores distribuídos, dependendo de como estes estão conectados na rede, pode ocasionar tanto a elevação quanto o afundamento de tensão. No entanto, para o problema em questão, é fundamental o entendimento correto desse último distúrbio e, portanto, será nele o foco desta seção.

De acordo com (ANEEL, 2018), o afundamento de tensão, de modo geral, é um distúrbio classificado como uma variação de tensão de curta duração, ou seja, desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos. Tal distúrbio é caracterizado principalmente pela sua amplitude de tensão remanescente (em valores eficazes), que deve ser superior ou igual a 0,1 p.u. e inferior a 0,9 p.u. do valor de referência. Pode ser classificado como afundamento de tensão momentâneo (ATM), caso o tempo de duração seja maior ou igual a um ciclo e menor ou igual a três segundos, ou como afundamento de tensão temporário (ATT), caso seja superior a três segundos e inferior a três minutos.

Seu surgimento se dá principalmente pela ocorrência de faltas no sistema elétrico (LAMOREE et al., 1994). Além destas, existem outras causas para esse tipo de distúrbio, já que a redução repentina da tensão de fornecimento, seguida por sua recuperação, representa esse fenômeno. Assim, eventos como chaveamento ou energização de grandes cargas, também são precursores desse acontecimento, visto que seus efeitos são similares às correntes de curto-circuito, o que provoca a situação descrita (MAIA, 2011).

De acordo com (LAMOREE et al., 1994), o afundamento de tensão é considerado como um dos problemas de qualidade da energia mais importante que afeta tanto consumidores residenciais quanto industriais, sendo estes últimos os mais prejudicados, já que os processos industriais são mais sensíveis a esse tipo de acontecimento.

Vale ressaltar que quanto maior a quantidade de geradores distribuídos inseridos na rede de distribuição, mais intensos podem ser os afundamentos de tensão quando estes forem desconectados (FREITAS et al.; FREITAS et al., 2005, 2006 apud NASCIMENTO, 2013). Este, assim como os anteriores, é um conceito fundamental para um melhor entendimento do problema que será estudado e detalhado mais adiante.

2.1.3 Ilhamento - Proteção Anti-Ilhamento

O ilhamento, de acordo com (WALLING; MILLER, 2002), ocorre quando uma porção do SD se torna eletricamente isolada do restante do sistema e ainda assim continua energizada devido à presença dos geradores distribuídos. Pode ser classificado como intencional e não intencional, sendo este último o foco do trabalho e, por isso, passará a ser tratado apenas como ilhamento.

Na Figura 5 é possível observar o surgimento de um ilhamento. Nela, nota-se a presença de um sistema contendo um gerador distribuído e um dispositivo seccionador, semelhante ao apresentado na Seção 1.1. Assim, após a ocorrência da falta, tal dispositivo abre a conexão. Caso o gerador distribuído não seja desconectado, este irá instantaneamente alimentar todo o circuito que se encontra após o seccionador, formando então a ilha energizada.

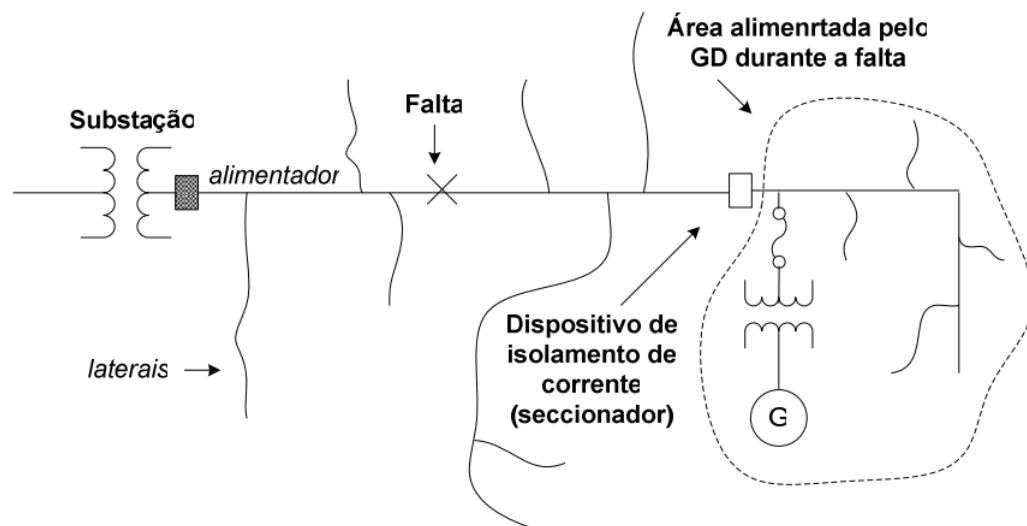


Figura 5: Formação de uma ilha energizada.

Fonte: (CAMPITELLI, 2007)

Ainda segundo (WALLING; MILLER, 2002), a operação ilhada dos geradores distribuídos ocorre devido à ação de dispositivos como disjuntores, religadores, seccionadores ou fusíveis, normalmente em resposta a uma condição de falta no SD. Os problemas decorrentes do ilhamento estão relacionados a aspectos de segurança, comerciais e técnicos, sendo que os mais importantes são:

- A segurança dos profissionais envolvidos na operação e manutenção das redes é gravemente ameaçada, já que após a perda do fornecimento de energia por parte da concessionária, parte do sistema elétrico ainda permanece energizada sem o conhecimento desta;

- O controle da tensão e frequência na ilha energizada não podem ser garantidos pela concessionária, já que os geradores distribuídos não pertencem a ela. Como resultado, a qualidade da energia fornecida aos consumidores dentro da ilha energizada não pode ser garantida, mesmo a concessionária sendo responsável por isso;
- Os dispositivos de proteção contra curtos-circuitos existentes dentro da porção ilhada podem perder a coordenação entre si, uma vez que ocorre a redução drástica das correntes de curto-circuito após a perda da conexão com a concessionária;
- O sistema ilhado pode apresentar aterramento inadequado, pois a perda da conexão com a concessionária pode torná-lo não aterrado; e
- Os geradores distribuídos podem sofrer graves danos caso sejam conectados quando estão fora de sincronismo devido a ação de dispositivos como religadores e disjuntores presentes no sistema.

Desse modo, percebe-se que a presença de sistemas de proteção para evitar ou minimizar os efeitos desse tipo de problema é fundamental. É por esse motivo que a proteção anti-ilhamento é sempre exigida pelas concessionárias distribuidoras, como pode ser visto em (ANEEL, 2017b).

De acordo com (VIEIRA JR., 2011), o procedimento usual adotado pelas concessionárias distribuidoras é, de modo geral, exigir o desligamento do gerador distribuído logo após a detecção de um ilhamento. Para os casos em que o consumidor produz a sua própria energia, exige-se que o paralelismo entre seu sistema e o da concessionária seja desfeito após essa detecção, de modo que esse sistema forneça energia apenas para suas cargas internas, impedindo a operação de parte do sistema de forma isolada da concessionária.

No entanto, apesar de ser fundamental para o funcionamento correto dos sistemas de distribuição, a aplicação da proteção anti-ilhamento deve ser realizada com outras soluções, já que se for utilizada sozinha, esta poderá levar a outros problemas de qualidade de energia, como será explicado a seguir.

2.2 Afundamento de tensão decorrente da proteção Anti-ilhamento

Para tornar mais tangível o problema a ser estudado, será utilizado o esquema apresentado na Figura 6. Nela, observa-se uma situação normal de operação em que a carga total situada após o religador é de 5MW e que os geradores distribuídos fornecem 3MW. Assim, nota-se que se desprezadas as perdas, o fluxo que passa pelo dispositivo regulador de tensão é de 2MW. Por ser uma situação normal de operação, o regulador de tensão presente no circuito regulará a tensão, através do posicionamento dos *taps* para que o sistema opere dentro dos níveis adequados de tensão.

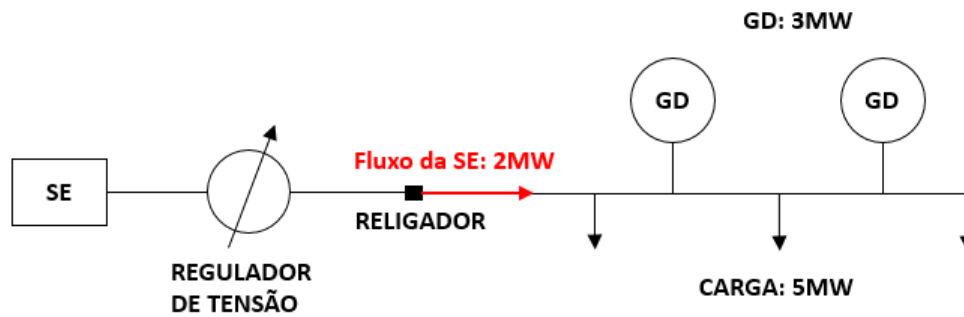


Figura 6: Sistema de distribuição em situação normal de operação.

Fonte: Do autor

A partir dessa situação, supõe-se que o religador abra devido o surgimento de uma falta temporária, por exemplo. Assim, para evitar os diversos problemas citados na Seção 2.1.3, a proteção anti-ilhamento exigida pelas concessionárias irá atuar de modo que as unidades geradoras sejam desconectadas. Após a eliminação da falta temporária, o dispositivo religador volta a sua posição original (fechado), enquanto que os geradores continuam desconectados. Tal situação faz com que o fluxo de potência exigido pela subestação aumente de 2MW para 5MW, como mostra a Figura 7.

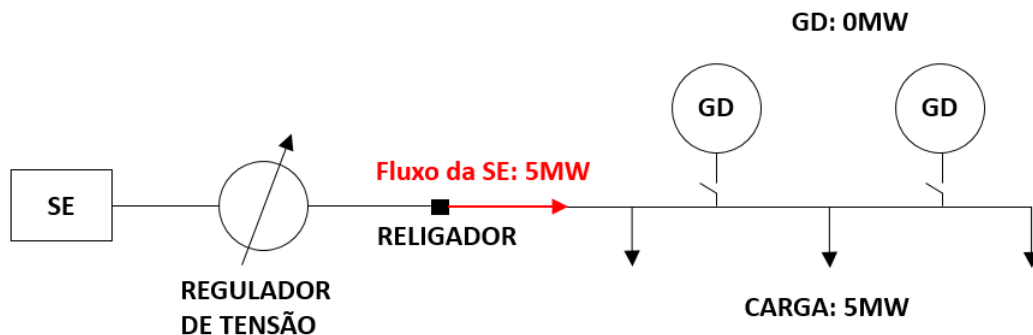


Figura 7: Sistema de distribuição após a atuação do regulador.

Fonte: Do autor

Para esse caso, pode ocorrer um afundamento de tensão, pois como citado na Seção 2.1.2, a conexão dos geradores distribuídos faz com que a tensão no barramento em que estão conectados aumente e por isso o *tap* do regulador deve se encontrar em uma posição que faça essa tensão diminuir. Logo, analisando os geradores desconectados junto do posicionamento inadequado do *tap* para essa situação, o que se espera encontrar é uma queda de tensão que pode se enquadrar como um afundamento de tensão. Assim, para

que este seja eliminado e o sistema volte a operar nas faixas aceitáveis, o regulador de tensão junto aos bancos de capacitores existentes no sistema devem atuar, o que pode demorar, visto que a ação desses dispositivos é lenta. O resultado disso é a ocorrência desse distúrbio por um tempo que pode ou não ser prejudicial para o consumidor e que gera dificuldade para a reconexão dos geradores distribuídos em função da variação de tensão (NASCIMENTO, 2013).

Portanto, é com base nesse contexto que o trabalho será desenvolvido com o intuito de apresentar uma solução que corrija ou minimize tal situação, como será descrito a seguir.

2.3 Possíveis soluções

Os estudos apresentados nas seções anteriores mostraram que o afundamento de tensão causado pela proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos é uma preocupação séria no que diz respeito à qualidade da energia elétrica. Desse modo, serão apresentadas nesta seção algumas possíveis soluções que eliminam ou minimizam a ocorrência desse distúrbio, bem como as vantagens e desvantagens de cada uma, sinalizando e justificando qual a solução adotada.

As principais soluções a serem investigadas, são (TRINDADE; VIEIRA; FREITAS, 2015):

- Solução 1 - Operação não sequencial de reguladores de tensão;
- Solução 2 - Corte de carga combinado com a GD;
- Solução 3 - Controle centralizado dos dispositivos reguladores de tensão;
- Solução 4 - Conexão de banco de capacitores; e
- Solução 5 - Conexão de banco de baterias.

2.3.1 Operação não sequencial de reguladores de tensão

Alguns tipos de reguladores de tensão microprocessados podem ser equipados com comutador de *taps* com capacidade de comutação sequencial e não sequencial. O primeiro caso é o tradicional, isto é, aquele em que se a tensão viola os limites do ajuste de largura da faixa permitida, os *taps* são alterados sequencialmente até que a tensão retorne ao valor desejado. Já para o segundo caso, a comutação é composta por uma função que mede e calcula a média dos valores instantâneos da tensão durante um determinado período e em seguida, calcula o número de mudanças de *taps* necessárias para corrigir a tensão dentro dos níveis aceitáveis. Então o *tap* se altera quase que diretamente para a posição calculada.

Para o caso da operação não sequencial, o microprocessador necessita de um atraso de tempo mínimo para a realização dos cálculos da posição final. Este atraso é tipicamente de 30 segundos (COOPER POWER SYSTEM, 2001).

Sendo assim, observa-se que com esta solução, o afundamento de tensão (ΔV_1) não será eliminado, mas sim será reduzido o intervalo de tempo em que este distúrbio se mantém no sistema (ΔT_R). Por esse motivo, essa é uma possibilidade barata e que pode ser combinada com outras estratégias (LIMA, 2017).

2.3.2 Corte de carga combinado com a GD

Uma outra opção é o corte de carga simultâneo à desconexão dos geradores distribuídos. Para esse caso, deve-se observar uma redução no afundamento de tensão, já que a quantidade de potência exigida será menor devido a menor quantidade de cargas presentes.

No entanto, apesar de ser uma solução que não precisa de métodos complexos para a desconexão das cargas, já que relés de proteção podem realizar tal atividade, e que pode apresentar reduções significativas na intensidade dos afundamentos de tensão, essa técnica apresenta algumas particularidades. Isso se deve ao fato de não ser simples a decisão de qual unidade desconectar, visto que algumas não podem ser desconectadas ou simplesmente não querem que isso ocorra. Desse modo, seria necessário a instalação de um volume grande de relés a fim de evitar a simples desconexão de transformadores, o que torna o procedimento relativamente caro (LIMA, 2017) e complexo.

Vale ressaltar que a desconexão de uma quantidade errada de cargas pode levar a um efeito contrário ao buscado, isto é, uma elevação de tensão, o que aumenta ainda mais a complexidade em sua aplicação.

2.3.3 Controle centralizado dos dispositivos reguladores de tensão

A ideia base dessa solução é determinar as características dos dispositivos reguladores de tensão que garantam a não ocorrência de violações de tensão quando o religador for reconectado. Portanto, as posições de *tap* dos reguladores de tensão e dos bancos de capacitores devem ser constantemente monitoradas e controladas.

Para a implantação do método, os comportamentos das cargas do alimentador devem ser conhecidos para que assim as características dos dispositivos reguladores de tensão possam ser mapeadas de acordo com a variação da carga.

Para que essa aplicação seja bem sucedida, é preciso que algumas questões sejam bem entendidas, como por exemplo:

- Os dispositivos reguladores de tensão precisam ser controlados de forma centralizada, para que os *taps* não ultrapassem as faixas de operação definidas; e
- Quanto maior a quantidade de reguladores em série, maior será a dificuldade de encontrar as faixas de *tap*, já que o problema torna-se um problema combinatório.

Desse modo, nota-se que esse método é capaz de eliminar o afundamento de tensão e, portanto, é eficaz. No entanto, a sua alta complexidade e o seu alto custo de implantação dificultam sua aplicação.

2.3.4 Conexão de banco de capacitores

Ao contrário do que foi apresentado na segunda solução, esta técnica consiste basicamente na conexão de banco de capacitores imediatamente após a reconexão do religador. Porém, assim como apresentado na Seção 2.3.2, esse método também consiste tanto na redução do tempo de duração do problema de QEE, quanto na diminuição significativa de sua intensidade.

Embora bastante promissora, para a implantação desta técnica são necessários estudos adicionais, como, por exemplo a verificação de que os bancos de capacitores não causarão sobretensões, sobretudo em períodos de baixo carregamento do sistema elétrico ou a análise de viabilidade de instalação desses bancos em outros barramentos do sistema.

Vale ressaltar que quanto maior o desejo de diminuir o afundamento de tensão e o tempo de duração do distúrbio, maior deverá ser o banco de capacitores utilizado. Portanto, dependendo da situação, o método pode ser relativamente caro.

2.3.5 Conexão de banco de baterias

A conexão de um banco de baterias em um sistema de distribuição como forma de prevenir distúrbios como afundamentos de tensão decorrentes da atuação da proteção anti-ilhamento, é uma técnica com uma ideia similar ao que fora apresentado na Seção 2.3.4. Esse método consiste basicamente na conexão de um banco de baterias no momento da reconexão do religador. No entanto, apesar de apresentar uma ideia que aparentemente já é conhecida, essa solução é pouco utilizada nos dias de hoje, muito por conta do alto custo de implantação.

No decorrer dos últimos anos, os estudos a respeito das baterias têm se intensificado cada vez mais, principalmente com a ascensão dos conceitos de geração distribuída pelo mundo, o que tem barateado esses equipamentos de armazenamento. Porém, as baterias

não precisam ser utilizadas apenas como solução para problemas de afundamentos de tensão ou para acompanhar as chamadas fontes renováveis.

São vários os benefícios que podem ser encontrados com a instalação de dispositivos de armazenamento de energia ao longo da rede, sendo estes do ponto de vista da qualidade da energia ou da infraestrutura do sistema de distribuição. Com sua utilização, é possível minimizar as flutuações no fornecimento e também atender a crescente demanda de eletricidade. Para requisitos de curta duração, o armazenamento de energia pode proporcionar controle de frequência e estabilidade, enquanto que para longa duração, tal armazenamento pode proporcionar manutenção de energia ou até gerar reservas nos períodos fora de pico, complementando assim a geração primária (JOSEPH; SHAHIDEHPOUR, 2006). Esta por sua vez, é a principal justificativa para se utilizar bancos de bateria em SD nos dias de hoje.

A utilização de bancos de baterias para a redução do uso de energia proveniente dos centros de geração nos horários de pico funciona da seguinte maneira: os dispositivos de armazenamento de energia são carregados pelo sistema de geração durante as primeiras horas do dia, quando a demanda ainda é baixa. Quando a demanda cresce, durante o dia, o sistema de geração supre toda a demanda necessária. Durante esse período de crescimento de demanda, o armazenamento é usado para manter a frequência e a tensão ao equilibrar a oferta e a demanda. Por fim, durante o período de pico, o armazenamento de energia possibilita a inserção de uma menor quantidade de energia na rede, por parte da geração, já que será descarregada a energia acumulada durante o período fora de pico. O resultado disso é uma redução nos custos operacionais do sistema e um adiamento da construção de novas linhas de transmissão e distribuição (JOSEPH; SHAHIDEHPOUR, 2006; DIVYA; ØSTERGAARD, 2009).

Desse modo, observa-se que além de diminuir a intensidade do afundamento de tensão e o seu tempo de atuação, essa solução permite que os bancos de bateria possam ser utilizados em conjunto com a rede elétrica desempenhando um papel multifuncional, seja no gerenciamento eficiente da demanda ou no aumento da qualidade de energia fornecida. Tal situação, se planejada corretamente, justificaria o investimento nessa solução, que ainda são altos.

Porém, apesar dessa técnica ser aparentemente bastante promissora, a sua aplicação conta com um alto grau de complexidade, visto que as baterias não podem estar descarregadas quando os geradores desconectarem, e isso, na maioria das vezes, ocorre de forma imprevisível.

Portanto, mesmo com sua complexidade, será ela a solução escolhida para o desenvolvimento do trabalho, visto que o propósito inicial deste é apresentar uma solução que resolva o problema do afundamento de tensão. Em conjunto com isso, o trabalho buscará discutir, ao longo de seu desenvolvimento, se é possível alinhar os vários papéis dos

bancos de baterias e de que forma isso poderia ser feito, para assim justificar o investimento necessário e concluir se essa é ou não uma boa solução.

Por ser um circuito muito utilizado em diversos estudos relacionados à fluxo de potência, os parâmetros dos transformadores, reguladores de tensão, capacitores, cargas e alimentadores podem ser facilmente encontrados em (IEEE, 2010) e, por isso, não serão retratados aqui.

No entanto, como o propósito desse trabalho é estudar o problema de afundamento de tensão resultante da proteção anti-ilhamento, foi necessário a realização de algumas modificações. Inicialmente, alterou-se a versão original do sistema por uma outra versão onde as cargas foram melhores distribuídas ao longo deste, resultando no surgimento de barras localizadas no meio das linhas (barras *mid*). Além disso, foi necessária a inserção de geradores distribuídos e de bancos de bateria no sistema.

Vale ressaltar que tanto as características das baterias quanto as características dos geradores distribuídos só serão definidas no decorrer do documento.

3.1.2 O *software* OpenDSS

O OpenDSS, é uma ferramenta abrangente de simulação de sistemas de energia elétrica, principalmente para sistemas de distribuição, desenvolvida pela EPRI (Electric Power Research Institute). É utilizado desde 1997 em apoio a várias pesquisas e projetos de consultoria que exigem a análise desse tipo de sistema.

A ferramenta permite quase todas as análises no domínio da frequência, além de possibilitar muitos tipos de estudos relacionados à pesquisa de *smart grids* e energias renováveis. Muitos desses recursos foram originariamente desenvolvidos para dar suporte aos estudos relacionados às interconexões entre GDs e SDs (EPRI, 2018b), que é o propósito deste trabalho.

Além disso, a ferramenta permite a comunicação com outros *softwares*, como o MATLAB e o Excel, o que pode facilitar as análises em muitas situações.

A versão utilizada nesse trabalho foi a 7.6.52 e foi encontrada gratuitamente em (EPRI, 2018a).

3.1.2.1 Subestação

A subestação é representada por um equivalente de *Thevenin*. Assim, para representá-la no OpenDSS é preciso utilizar o “elemento” ***Circuit***, cujos principais parâmetros estão representados na Tabela 2.

Tabela 2: Parâmetros da SE inseridos no OpenDSS.

Parâmetro	Descrição
bus1	Nome da barra que será conectado o terminal principal
pu	Valor em p.u. que a fonte esta operando
angle	Ângulo de fase em graus da fase A
basekv	Tensão base em kV
phases	Número de fases
MVAsc3	Potência aparente trifásica de curto-circuito

3.1.2.2 Transformador

Os transformadores presentes no SD em análise podem ser representados de forma bem detalhada utilizando o OpenDSS. No entanto, os principais parâmetros para se ter uma correta operação do sistema proposto podem ser visualizados na Tabela 3.

Tabela 3: Parâmetros dos trafos a serem inseridos no OpenDSS.

Parâmetro	Descrição
phases	Nº de fases
windings	Nº de enrolamentos
buses	Arranjo dos barramentos que os enrolamentos estão conectados
conns	Arranjo dos tipos de conexões dos enrolamentos (delta, estrela, etc.)
kvs	Arranjo das tensões nominais (kV) de cada lado do transformador
kvass	Arranjo das potências nominais (kVA) de cada lado do transformador
xhl	% da reatância entre os enrolamentos
%Rs	Arranjo das resistências em p.u. na base do transformadores
%loadloss	% de perda em plena carga
%noloadloss	% de perda em vazio
%imag	% da corrente de magnetização (representado por uma indutância)

3.1.2.3 Regulador de tensão

Para a modelagem desse dispositivo no OpenDSS, são necessários alguns cuidados. A ferramenta utilizada não disponibiliza o regulador de tensão da forma tradicional em que é conhecida. Sendo assim, é preciso realizar uma combinação entre o elemento **Transformer** e o elemento de controle **RegControl**. Para o elemento transformador, deve-se inserir os parâmetros assim como apresentado na Seção 3.1.2.2. Já para o elemento de controle, é preciso inserir no *software* alguns parâmetros como os mostrados na Tabela 4.

Tabela 4: Parâmetros inseridos no elemento de controle RegControl.

Parâmetro	Descrição
transformer	Nome do transformador que o elemento de controle está conectado
winding	Nº do enrolamento do transformador que será monitorado
vreg	Configuração em volts do regulador de tensão para o enrolamento controlado
band	Largura da banda em volts para a barra controlada
delay	Tempo em segundos que o tap demora para ser alterado
ptratio	Relação de tensão do TP
CTprim	Relação de corrente do TC
R	Resistência do compensador de linha do regulador
X	Reatância do compensador de linha do regulador

3.1.2.4 Capacitor

Existem várias possibilidades de parâmetros que podem ser inseridos para caracterizar um capacitor no OpenDSS. No entanto, para garantir o correto funcionamento do circuito a ser modelado, basta algumas delas. Sendo assim, os parâmetros indispensáveis para descrever o elemento **Capacitor** são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5: Parâmetros dos capacitores inseridos no OpenDSS.

Parâmetro	Descrição
bus1	Nome da primeira barra que o capacitor está ligado
phases	Nº de fases
kVAr	Potência nominal reativa em kVAr
kV	Tensão nominal de linha em kV
conn	Tipo de conexão (Padrão = Estrela)

3.1.2.5 Carga

Para a modelagem das cargas de acordo com as características obtidas de (IEEE, 2010), é necessária a introdução de alguns parâmetros, como os mostrados na Tabela 6.

Tabela 6: Parâmetros das cargas a serem inseridos no OpenDSS.

Parâmetro	Descrição
model	Nº inteiro de 1 a 8 que define o modelo da carga
phases	Nº de fases
bus1	Nome do barramento que a carga está conectada
kV	Tensão nominal em kV
kW	Potência ativa nominal em kW
kvar	Potência reativa nominal em kVAr
conn	Tipo de conexão da carga (Delta ou estrela)
daily/yearly	Curva de carga (<i>LoadShape</i>) utilizada para simulações diárias/anuais

Como pode-se observar, para a caracterização correta das cargas é necessário o fornecimento dos parâmetros *model* e *Daily/Yearly*. O primeiro parâmetro, é responsável por indicar o tipo de carga que deverá ser considerada na simulação. Esses tipos variam de 1 a 8 e seus significados são:

- 1 - P e Q constantes;
- 2 - Z constante;
- 3 - P constante e Q quadrática;
- 4 - P e Q exponenciais;
- 5 - I constante;
- 6 - P constante e Q fixa;
- 7 - P constante e X fixa; e
- 8 - ZIP.

Assim, para uma simulação adequada, é imprescindível a escolha do modelo certo que cada carga deverá seguir. Neste presente trabalho, os modelos foram alterados para manter P e Q constantes, ou seja, para o modelo 1.

Já o segundo parâmetro é responsável por definir o comportamento da carga durante o dia/ano. Assim, é necessário definir esse comportamento previamente. Para isso, utiliza-se o “elemento” ***LoadShape***, descrito na Tabela 7.

Tabela 7: Parâmetros necessários para definir a curva do comportamento diário/anual da carga.

Parâmetro	Descrição
npts	Máximo número de pontos esperados
interval	Intervalo de tempo para um intervalo de dado fixo
mult	Arranjo de valores multiplicadores em p.u.

Para decidir qual curva de carga utilizar nesse trabalho de modo a evidenciar ainda mais o problema do afundamento de tensão, decorrente da proteção anti-ilhamento, optou-se por fazê-lo predominantemente comercial. Isso porque sabe-se que para esse tipo de carga, o seu maior consumo encontra-se durante o período do dia, que é o mesmo período no qual a geração fotovoltaica é mais intensa. Sendo assim, adotou-se que todas as cargas que originariamente fossem maiores do que 15 kVA passariam a obedecer a curva de carga encontrada na Figura 9, enquanto que as demais passariam a se comportar de acordo com a Figura 10.

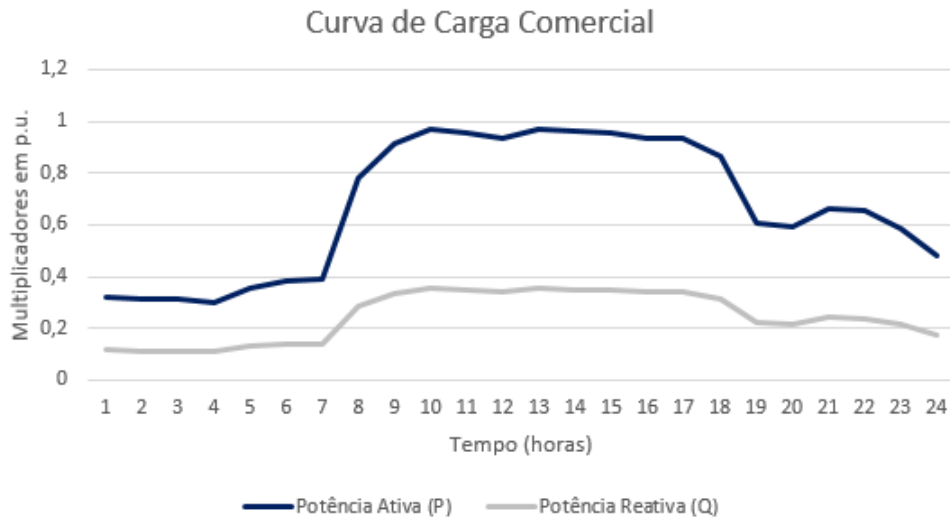


Figura 9: Curva de Carga Comercial.

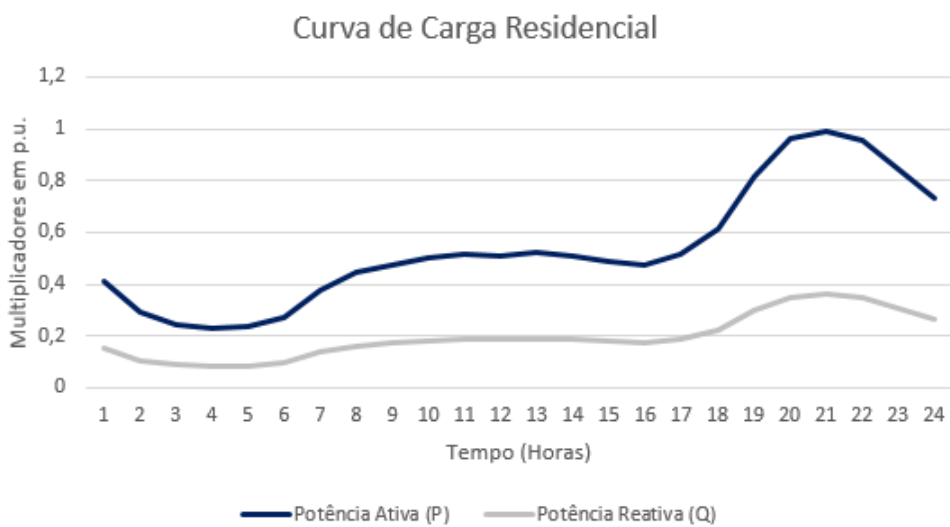


Figura 10: Curva de Carga Residencial.

3.1.2.6 Alimentadores

Para descrever os alimentadores de acordo com suas especificações indicadas na Seção 3.1.1, deve-se utilizar o elemento **Line**, cujos parâmetros indispensáveis para o correto funcionamento do sistema modelado estão descritos na Tabela 8.

Tabela 8: Parâmetros da linha inseridos no OpenDSS.

Parâmetro	Descrição
bus1	Nome da barra que será conectado o primeiro terminal
bus2	Nome da barra que será conectado o segundo terminal
units	Unidade de medida do comprimento da linha
length	Comprimento da linha
LineCode	Tipo de linha escolhido

Como é possível observar, é necessário indicar o parâmetro *LineCode*. Tal parâmetro

é responsável por definir um tipo de linha, o que evita a inserção de valores repetidos quando os alimentadores possuem as mesmas características. A Tabela 9 indica quais informações devem ser inseridas para caracterizar esse “elemento”.

Vale ressaltar que de acordo com (EPRI, 2018c), o OpenDSS modela as linhas pelo modelo “pi”.

Tabela 9: Parâmetros a serem inseridos no “elemento” LineCode.

Parâmetro	Descrição
nphases	Número de fases
rmatrix	Nome da barra que será conectado o segundo terminal
xmatrix	Unidade de medida do comprimento da linha
cmatrix	Comprimento da linha

3.1.2.7 Gerador Distribuído - Painéis fotovoltaicos

Para a representação de geradores fotovoltaicos no OpenDSS, utiliza-se o elemento **PVSystem**. Segundo (EPRI, 2011a), tal elemento é uma combinação de arranjos de módulos fotovoltaicos com um inversor em um modelo único e conveniente para estudo dos impactos desse tipo de geração em sistemas de distribuição. O seu esquemático pode ser visto na Figura 11.

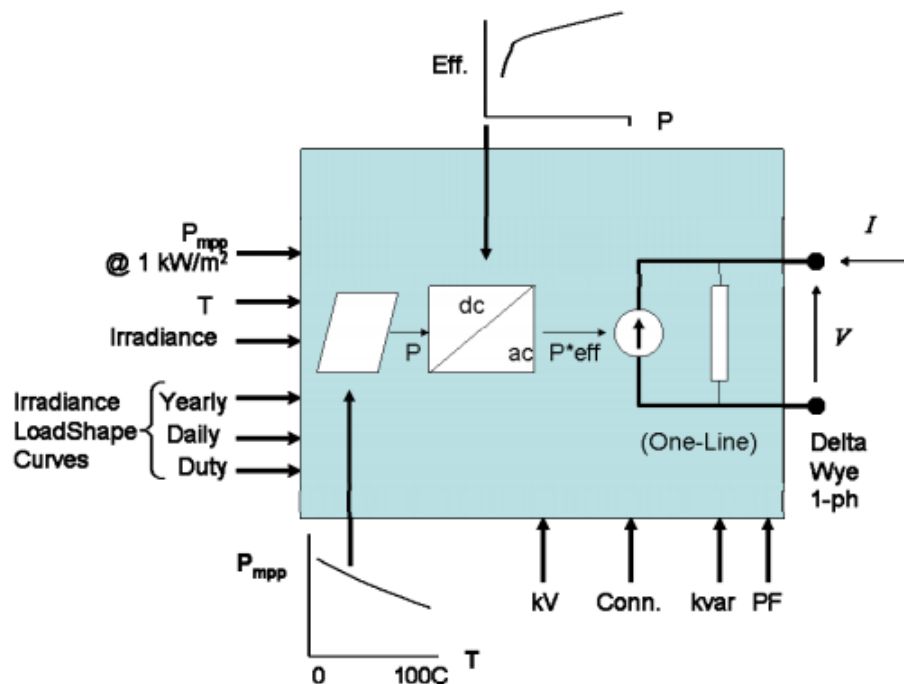


Figura 11: Diagrama de blocos do elemento PVSystem.

Fonte: (EPRI, 2011a)

Da Figura 11, é possível observar alguns dos principais parâmetros para o correto funcionamento desse elemento no circuito. Sendo assim, nota-se que é necessária a definição de algumas curvas. São elas:

- Curva de irradiação diária: Apresenta a irradiação solar que incide no gerador distribuído durante o dia;
- Curva de temperatura diária: Apresenta a variação de temperatura durante o dia;
- Curva PxT do módulo fotovoltaico: Mostra como a potência de saída do módulo varia de acordo com a sua temperatura;
- Curva η xP do inversor: Mostra como a eficiência do inversor varia de acordo com a sua potência de entrada.

No OpenDSS, essas curvas são definidas por meio da inserção de alguns parâmetros, como mostram as Tabelas 10, 11 e 12.

Tabela 10: Parâmetros necessários para definir a curva de irradiação diária (LoadShape).

Parâmetro	Descrição
npts	Máximo número de pontos esperados
interval	Intervalo de tempo para um intervalo de dado fixo
mult	Arranjo de valores multiplicadores em p.u.

Tabela 11: Parâmetros necessários para definir a curva de temperatura diária (Tshape).

Parâmetro	Descrição
npts	Máximo número de pontos esperados
interval	Intervalo de tempo para um intervalo de dado fixo
temp	Arranjo de valores de temperatura (T)

Tabela 12: Parâmetros necessários para definir as curvas PxT e η xP (XYcurve).

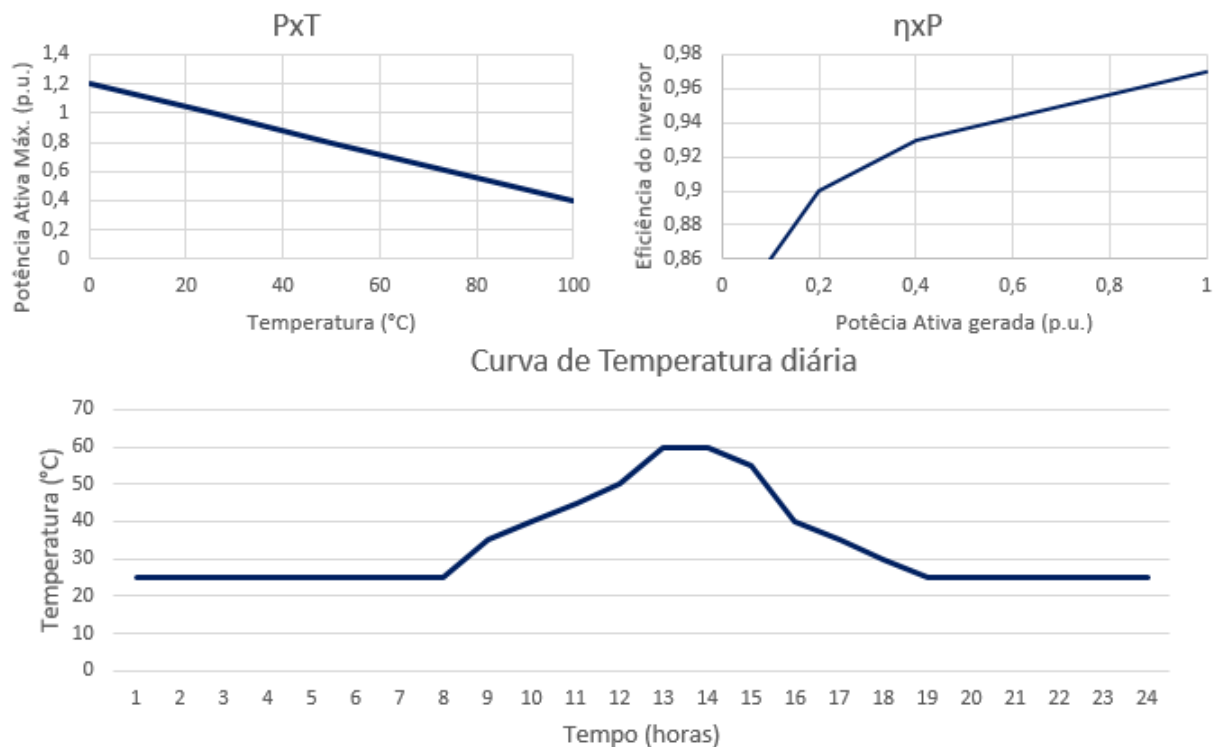
Parâmetro	Descrição
npts	Máximo número de pontos esperados
xarray	Valores do eixo x
yarray	Valores do eixo y

Desse modo, após a declaração das curvas necessárias, caracteriza-se o gerador distribuído com seus principais parâmetros (Tabela 13).

Tabela 13: Parâmetros dos geradores distribuídos a serem inseridos no OpenDSS.

Parâmetro	Descrição
bus1	Barra que o elemento PVSystem está conectado
phases	Número de fases do elemento
kv	Tensão nominal do elemento PVSystem em kV
kVA	Potência nominal do inversor em kVA
irradiance	Irradiação base em kW/m ²
Pmpp	Potência máxima nominal do conjunto de módulos
temperature	Temperatura base em °C
pf	Fator de potência do elemento (operando com fp cte)
EffCurve	Curva $\eta \times P$ (p.u.) do inversor (P deve estar na base kVA do inversor)
P-TCurve	Curva P (p.u.) x T (°C) do módulo fotovoltaico (P=1 para T=Tbase)
Daily	Curva de irradiação diária
Tdaily	Curva de temperatura diária

Sendo assim, definiu-se que as curvas de temperatura diária, PxT e $\eta \times P$ para esse trabalho seriam representadas pelas curvas apresentadas na Figura 12.

Figura 12: Curvas de temperatura diária, PxT e $\eta \times P$ adotadas para a geração fotovoltaica.

Já para a curva de irradiação diária, optou-se por adotar curvas monitoradas de um inversor real, de modo a tornar as análises mais próximas do dia a dia. Para isso, foi escolhido como modelo as curvas de geração, tanto em um dia ensolarado quanto em um dia nublado, de uma residência localizada na cidade de São José do Rio Preto - SP. O resultado encontrado foi normalizado de forma a obter valores em p.u. Além disso, por ser uma curva oriunda de uma medição realizada a cada 15 minutos, a curva aqui usada

foi parametrizada para intervalos de 1h, assim como as demais curvas utilizadas nesse trabalho. O resultado pode ser visto na Figura 13.

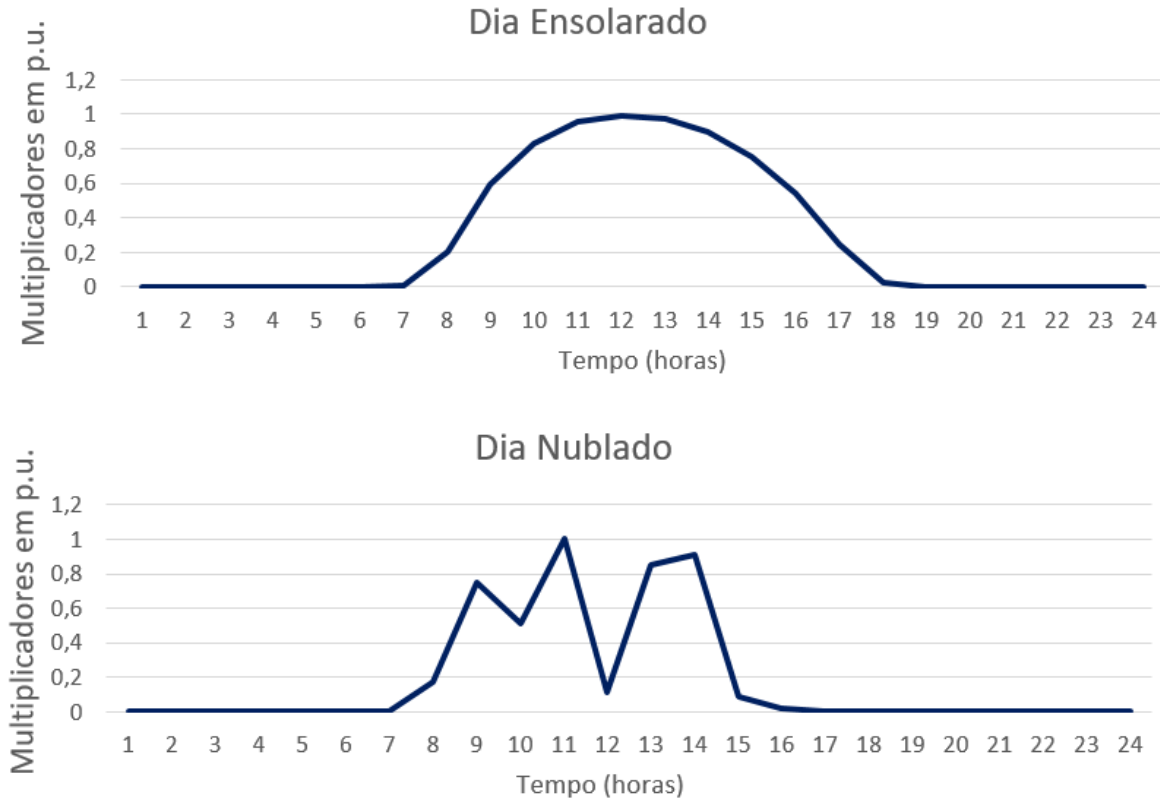


Figura 13: Curvas de irradiação diária para dias ensolarados e nublados.

3.1.2.8 Bateria

O elemento de armazenamento no OpenDSS, o ***Storage***, é basicamente um gerador que pode ser configurado tanto para produzir, quanto para consumir energia dentro da sua potência e sua capacidade de armazenamento. Tal elemento pode agir de forma independente ou ser controlado por um elemento de controle, o ***StorageController*** (EPRI, 2011b). Por não ser um elemento tão simples como os demais, esta seção trará, de forma mais detalhada, uma explicação de como utilizar corretamente baterias no *software* em questão.

A Figura 14 mostra de forma simplificada o esquemático de uma bateria no OpenDSS. Nela é possível observar que esse modelo é composto por um componente que define o estado, isto é, se o dispositivo está inativo, descarregando ou carregando, por impedâncias, que representam as perdas durante a carga e descarga e as perdas dos componentes internos, e por um componente que representa a energia que está armazenada. É esse último componente que permite que a bateria descarregue, caso a energia armazenada (*kWhStored* ou *%Stored*) seja maior que o nível de reserva especificado (*%Reserve*), ou carregue, caso essa energia seja menor do que o nível desejado (*kWhRated*).

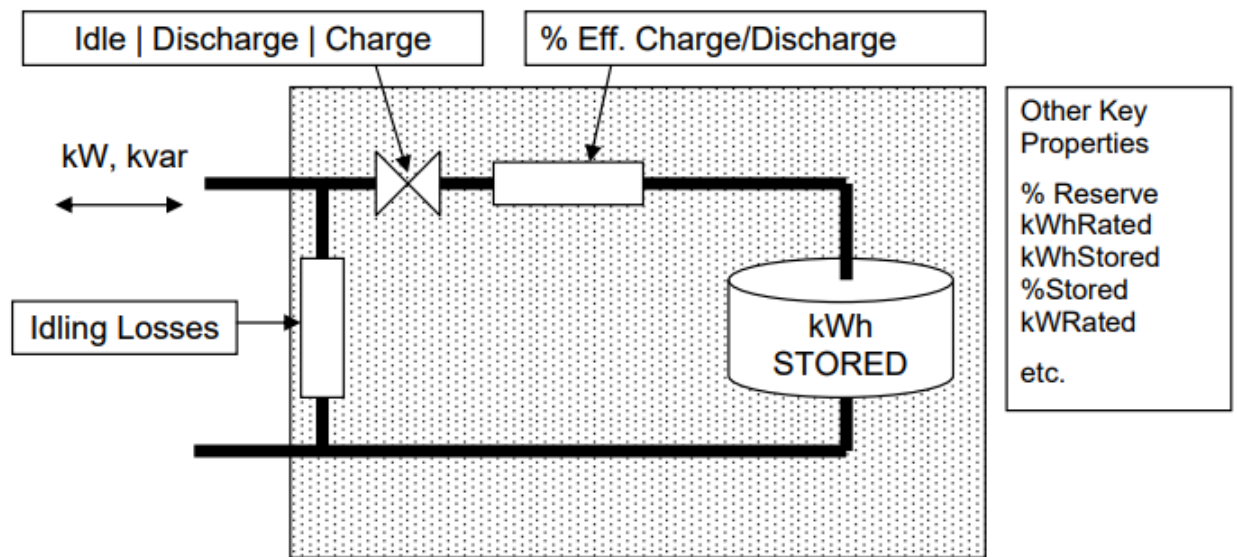


Figura 14: Diagrama de blocos simplificado do elemento Storage.

Fonte: (EPRI, 2011b)

Além dos parâmetros abordados anteriormente, a bateria conta com outras duas variáveis importantes e fundamentais em modelagens dinâmicas, o modo de operação e os disparos. Os disparos são divididos em dois, o de carregamento (*ChargeTrigger*) e o de descarregamento (*DischargeTrigger*). Ambos são valores em p.u. definidos pelo usuário que quando ultrapassados “permitem” que a bateria entre em seu estado correspondente. Já o modo de operação, por sua vez, indica como a bateria deve se comportar no sistema. O usuário deve definir um entre os cinco modos possíveis (*Default*, *Follow*, *ExternalL*, *Loadlevel* e *Price*). A seguir são descritas as características de cada um.

- *Default*: Os disparos de carregamento e descarregamento seguem a curva de carga (*loadshape*) especificada para a bateria em questão. Sendo assim, quando os multiplicadores da curva de carga ultrapassam o disparo de descarga estabelecido, a bateria passa a descarregar. Isso se mantém até os multiplicadores da curva de carga caírem a valores menores que o de disparo ou quando a energia armazenada atingir a reserva. Para o carregamento o processo é análogo, ou seja, quando os multiplicadores forem menores que o disparo de carregamento adotado, a bateria passa a carregar a uma taxa constante até que esteja completamente carregada ou até que outro ciclo de descarga se inicie. Também vale a pena ressaltar que este modo conta com um outro critério de carregamento que se sobrepõe ao “tradicional”, o *TimechargeTrigger*. Esse parâmetro, se utilizado, faz com que o elemento de armazenamento comece a carregar independente dos valores dos multiplicadores. Isso porque ele define uma hora em que esse dispositivo deve iniciar o processo de carregamento independente da situação. Essa é uma estratégia importante quando se deseja manter a bateria completamente carregada em um certo período do dia, como para horários de pico,

por exemplo.

- *Follow*: A bateria carrega e descarrega, seguindo exatamente a curva de carga, até que o armazenamento desta esteja completamente esgotado ou carregado. Mais especificamente, para valores positivos da curva de carga, a bateria descarrega enquanto que para valores negativos ela carrega. Tal procedimento é sempre proporcional ao *kWhrated* definido.
- *External*: A bateria não tenta determinar seu próprio estado nesse modo. Ao invés disso, ela assume que o elemento de controle *StorageController* irá defini-lo. Esse modo é automaticamente selecionado quando o controle assume o “comando” da bateria.
- *LoadLevel* ou *Price*: Neste modo, são estabelecidos valores globais para o carregamento e descarregamento de baterias. Dessa forma, duas ou mais baterias podem apresentar o mesmo comportamento, que seguem os valores globais estabelecidos.

Assim, como pode-se observar, o modelo de bateria retratado na Figura 14 apresenta diversas possibilidades de caracterização no *software*. A Tabela 14 mostra de forma resumida as principais variáveis que devem ser fornecidas.

Tabela 14: Parâmetros a serem inseridos no elemento *Storage*.

Parâmetro	Descrição
phases	Nº de fases
bus1	Barra que a bateria está conectada
kV	Tensão nominal da bateria em kV
kWrated	Potência de saída nominal em kW
kWhrated	Capacidade de armazenamento nominal em kWh
daily	Modelo de curva usado para simulações diárias
dispmode	Modo de operação
DischargeTrigger	Disparo de descarregamento
ChargeTrigger	Disparo de carregamento
TimeChargeTrigger	Hora do dia que a bateria passa a carregar independente do disparo

Para um conjunto de elementos de armazenamento, deve-se utilizar o elemento de controle ***StorageController***.

Assim como outros elementos de controle presentes no OpenDSS, o *StorageController* é utilizado para monitorar terminais de dispositivos como linhas, transformadores e até geradores fotovoltaicos. Além disso, esse controlador possui uma lista de elementos que permite definir quais dispositivos de armazenamento serão controlados, a chamada *ElementList*.

São 7 os tipos de operação possíveis, sendo que 5 são para descarga (*Peakshave*, *Follow*, *Support*, *LoadShape* e *Time*) e 2 para carga (*LoadShape* e *Time*). Os detalhes de cada um desses modos são apresentados em seguida:

- *Peakshave*: Esse é o modo padrão do OpenDSS. Nele, o controlador tem como objetivo descarregar a bateria para manter a potência no elemento monitorado dentro de uma faixa definida (*%kWBand*) ou abaixo de um valor específico (*%kWTarget*);
- *Follow*: Com esse modo, o controle segue a carga até ser acionado seu disparo, que é definido com base no tempo (*TimeDischargeTrigger*). Quando isso ocorre, a bateria passa a descarregar e o valor do *%kWTarget* se altera para a potência atual do dispositivo monitorado. A partir desse momento, o comportamento é basicamente igual ao do modo apresentado acima;
- *Support*: Exatamente o oposto do primeiro modo apresentado. Nesse caso, o controlador tenta manter o elemento monitorado acima ou na potência especificada;
- *LoadShape*: Nesse modo, tanto para carga quanto para descarga, o controlador faz com que todas as unidades de baterias sigam precisamente uma curva de carga em p.u. Quando os valores dessa curva são positivos, a bateria descarrega a uma taxa, que é o valor p.u. dessa curva. Já quando esses valores são nulos, o dispositivo de armazenamento se mantém inativo. Por fim, a bateria tende a carregar com uma taxa, que também é o valor em p.u. da curva, quando os valores desta são negativos.
- *Time*: Nesse caso, o controle garante que todas as baterias descarregam ou carregam em uma determinada hora do dia, que é definida inicialmente.

Desse modo, segue na Tabela 15 os principais parâmetros a serem inseridos no OpenDSS.

Tabela 15: Parâmetros a serem inseridos no elemento de controle *StorageController*.

Parâmetro	Descrição
Element	Elemento que será monitorado
Terminal	Número do terminal que o controle está conectado
kV	Tensão nominal da bateria em kV
kWtarget	Potência limite para iniciar descarga em kW
%kWBand	Largura da banda que tem centro kWtarget
ElementList	Lista de elementos que serão controlados
ModeCharge	Modo de carga que o controlador segue
ModeDischarge	Modo de carga que o controlador segue
TimeDischargeTrigger	Hora do dia que ocorre a descarga
TimeChargeTrigger	Hora do dia que ocorre a carga
daily	Modelo de curva usado para simulações diárias

Vale ressaltar que nem todos os parâmetros aqui citados foram utilizados na modelagem do sistema no OpenDSS. No entanto, foram apresentados para prover ao leitor um melhor entendimento sobre a ferramenta usada durante o desenvolvimento desse trabalho.

3.2 Metodologia

3.2.1 Caracterização do problema

Antes mesmo de realizar a caracterização do problema aqui descrita, foi realizado um estudo inicial que pode ser encontrado no Apêndice A. Tal estudo permitiu não só um melhor entendimento de como operar o *software* em questão, mas também possibilitou definir alguns pontos.

Inicialmente, definiu-se que seriam estudados três diferentes casos de geração distribuída:

- i. Caso 1: Geração fotovoltaica de 500 kW
- ii. Caso 2: Geração fotovoltaica de 1000 kW
- iii. Caso 3: Geração fotovoltaica de 1500 kW

Para todos esses casos, escolheu-se a barra 840 para inserir a geração.

Além disso, foi possível observar que para as curvas de cargas adotadas na Seção 3.1.2.5, o problema de QEE não ficava tão visível. Sendo assim, com o intuito de criar cenários em que o afundamento de tensão se tornasse mais evidente, foi necessária a realização de algumas alterações no sistema original. Para isso, empregou-se um procedimento similar ao realizado em (LIMA, 2017):

- i. A carga localizada na barra 890 foi concentrada na barra 832 no lado de alta do transformador abaixador;
- ii. Os reguladores de tensão foram alterados para regular a tensão em seus respectivos barramentos (814 e 852);
- iii. Todas as cargas foram alteradas para manter as potências ativa e reativa consumidas constantes;
- iv. Para o caso 1, alterou-se manualmente o tap da subestação de 1,05 pu para 1,035 pu, simulando um regulador de tensão;
- v. Todas as cargas distribuídas com potência aparente menores que 30 kVA tiveram suas potências ativa e reativa multiplicadas por um fator 4,5. Já para aquelas entre 30 e 50 kVA, o fator foi 3. Por fim, a carga concentrada existente na barra 840, teve suas potências ativa e reativa multiplicadas por um fator de 10. Essas alterações podem ser associadas ao crescimento de carga do sistema IEEE 34 barras, logo, elas não são infactíveis.

Além disso, para melhor caracterizar o problema, foi considerado apenas o intervalo das 6 às 19h, que é o período em que a GD está em operação (Figura 13).

Vale ressaltar que a proteção anti-ilhamento foi representada simplesmente pela desconexão do gerador distribuído do sistema, mantendo-se os *taps* dos reguladores de tensão fixos.

Portanto, a partir dessas considerações, foi possível caracterizar o problema para cada um dos casos citados. Isso será melhor discutido ao longo do Capítulo 4.

3.2.2 Utilização da bateria para compensação de quedas de tensão

Como apresentado na Seção 2.3.5, são várias as possibilidades de utilização de bancos de bateria em um sistema elétrico. Sendo assim, para tornar mais atrativa a solução escolhida para o afundamento de tensão decorrente da proteção anti-ilhamento, decidiu-se também utilizar o banco de baterias para compensação de quedas de tensão na barra 840, que além de ser uma barra de carga importante no sistema, é onde se conecta a geração distribuída. Tal compensação se daria em dias nublados, ou seja, quando a geração distribuída sofresse com as variações bruscas de tensão ao longo do dia (Figura 13).

Desse modo, definiu-se que a bateria deveria “completar” a curva de geração, simulando assim a curva de irradiação para um dia ensolarado. Para tal, decidiu-se definir no OpenDSS a bateria no modo (*dispmode*) *follow* e, desse modo, foi fornecida à ela uma curva que completasse a curva de irradiação para um dia nublado. No entanto, para que isso ocorra, é preciso que exista um controlador responsável por detectar a curva atual, comparar esta com a curva referência (dia ensolarado), criar uma curva resultante (curva referência - curva obtida), calcular a área dessa nova curva, para determinar quando a bateria deve carregar, e fornecer a curva final composta por valores positivos, que representam quando a bateria deve descarregar, e negativos, que representam quando a bateria deve carregar.

Como não é o propósito de estudo desse trabalho, partiu-se da ideia que tal controlador já existisse no sistema. Sendo assim, baseando-se na curva de irradiação apresentada para um dia nublado, definiu-se a curva fornecida à bateria, conforme ilustra a Figura 15.

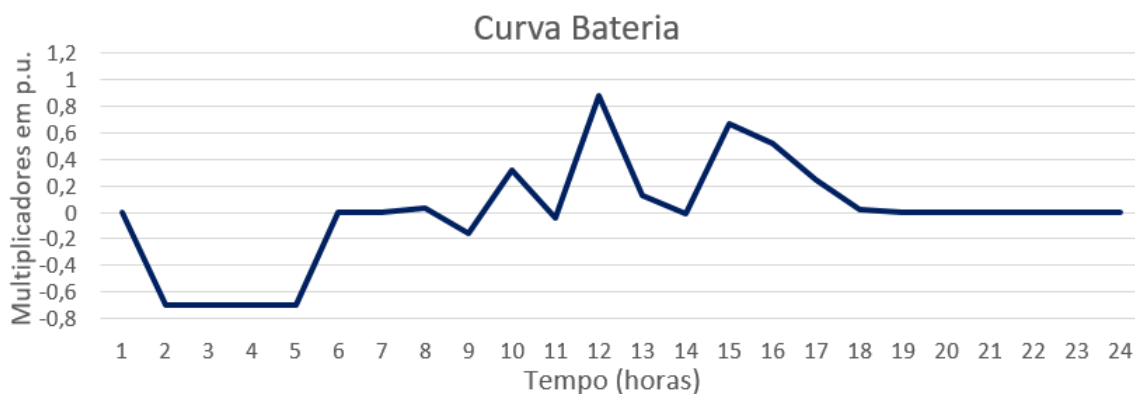


Figura 15: Curva fornecida à bateria para compensar quedas de tensão em dias nublados.

Como é possível se observar na Figura 15, foi definido que o carregamento da bateria deve ser realizado durante as 6 primeiras horas do dia, que é quando não há geração fotovoltaica e o consumo das cargas ainda é relativamente baixo.

Além disso, optou-se por manter sempre a capacidade da bateria igual a sua potência nominal, ou seja, a bateria pode se manter injetando sua máxima potência por no máximo 1h. Definiu-se isso com a intenção de analisar casos mais viáveis economicamente.

Após definidas as características da bateria, foi necessário estabelecer quais casos analisar e como analisá-los. Assim, baseando-se no que foi apresentado na Seção 3.2.1, definiram-se os seguintes casos para análise:

- i. Para uma geração fotovoltaica de 500 kW, utilizar individualmente baterias de 100 e 500 kW.
- ii. Para uma geração fotovoltaica de 1000 kW, utilizar individualmente baterias de 100, 500 e 1000 kW.
- iii. Para uma geração fotovoltaica de 1500 kW, utilizar individualmente baterias de 100, 500, 1000 e 1500 kW.

Portanto, com base no que foi descrito anteriormente, foi possível desenvolver um estudo para entender não só o perfil de tensão na barra 840 após a inserção das baterias, mas também o comportamento dos reguladores de tensão, isto é, as mudanças dos *taps*. Tais resultados serão apresentados e discutidos ao longo do Capítulo 4.

Vale ressaltar que essa análise foi realizada tomando como referência os valores durante um dia todo, isto é, 24h.

3.2.3 Utilização da bateria como solução para o afundamento de tensão decorrente da proteção anti-ilhamento

Sabendo que apesar de ser o objetivo desse trabalho, a utilização da bateria como solução para o afundamento de tensão decorrente da proteção anti-ilhamento pode ser entendida como uma extensão do que foi apresentado na Seção 3.2.2. Isso porque, caso as baterias já existam no sistema para a realização da compensação de quedas de tensão, estas também podem ser utilizadas para a correção do afundamento de tensão no sistema como um todo. Desse modo, fica claro que as análises aqui descritas serão referentes aos mesmos casos apresentados na seção anterior. Como o sistema de armazenamento está conectado para compensar as variações de tensão causadas pelos painéis fotovoltaicos, quando o religador abrir, ele também deverá ser desconectado para evitar a operação ilhada. Então, após o religador se reconectar, o banco de baterias também deve ser reconectado para minimizar o provável afundamento de tensão. Nas simulações apresentadas no próximo capítulo, o transitório de desconexão e reconexão das baterias foi desprezado, por se tratar de um software de simulação em regime permanente.

Além disso, para a representação dessa solução, utilizou-se para a bateria, os mesmos critérios também definidos na seção anterior, isto é, manteve-se esta no modo *follow* e, desse modo, foi fornecido uma curva para o dispositivo de armazenagem.

No entanto, para enfatizar tal afundamento, foi adotado que a curva de irradiação seria para um dia ensolarado e que a proteção anti-ilhamento ocorreria em um horário que o afundamento fosse o mais crítico. Desse modo, de acordo com as análises resultantes da caracterização do problema (Seção 3.2.1), para fins de análise, considerou-se que a proteção anti-ilhamento atuaria durante 1h às 13h. As curvas que representam a geração por parte dos geradores fotovoltaicos e a curva a ser seguida pela bateria podem ser vistas nas Figuras 16 e 17.

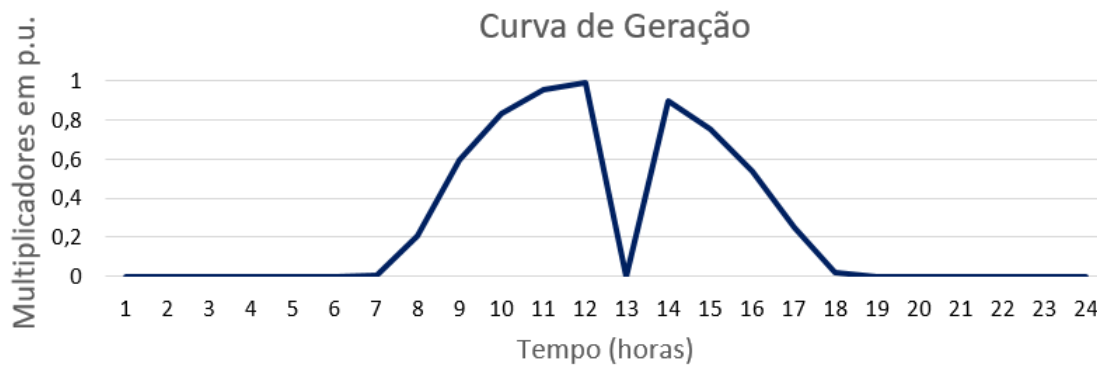


Figura 16: Curva de geração dos geradores fotovoltaicos.

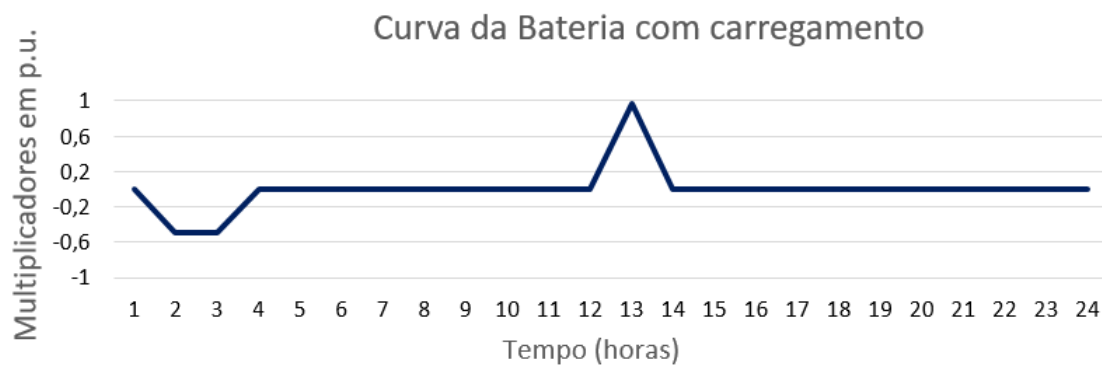


Figura 17: Curva fornecida à bateria para solucionar o problema de afundamento.

Vale ressaltar que a escolha de um período de 1h se deve ao fato de que é pouco provável a geração permanecer desligada por um tempo maior que este caso não haja problemas mais graves.

Por fim, decidiu-se que seria interessante analisar duas diferentes situações para cada caso descrito na Seção 3.2.2. Inicialmente, assim como realizado na Seção 3.2.1, os *taps* foram mantidos fixos no momento da atuação da proteção anti-ilhamento. Em seguida,

repetiu-se a análise para cada um dos casos mantendo-se os *taps* livres¹ .

Tal divisão se dá pelo fato de que a situação com os *taps* fixos representa o instante imediatamente após a atuação da proteção anti-ilhamento, enquanto que a situação com os *taps* livres representa o sistema em regime.

Desse modo, com base nessas considerações, foi possível calcular para cada uma das situações o número de violações de tensão, de acordo com a Tabela 1, em cada uma das barras de carga do sistema. Os resultados serão apresentados e discutidos ao longo do Capítulo 4.

¹ Os *taps* dos reguladores não são mantidos fixos na mesma posição, isto é, podem se movimentar livremente a fim de regular a tensão dentro dos níveis aceitáveis.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo, serão apresentados os resultados obtidos após as simulações realizadas para cada uma das análises descritas no Capítulo 3. Será retratado de forma detalhada o comportamento do sistema após a atuação da proteção anti-ilhamento, para assim entender melhor o problema e também a reação deste frente a aplicação da solução proposta. Lembrando que para esse último caso, foi escolhido estender o uso da bateria para assim tornar mais viável economicamente a solução.

4.1 Caracterização do problema

Por se tratar de uma seção de caracterização do sistema após a atuação da proteção anti-ilhamento, os resultados que serão retratados a seguir são referentes ao problema de afundamento de tensão. Por isso, é muito importante entender que as figuras apresentadas nesta seção detalham os perfis de tensão nos barramentos de carga para as situações que antecedem e sucedem a atuação dessa proteção. Sendo assim, decidiu-se adotar as **linhas cheias** para destacar a primeira situação (anterior à atuação da proteção) e **linhas pontilhadas** para apresentar a segunda situação (posterior à atuação da proteção).

Além disso, assim como descrito na Seção 3.2.1, os *taps* dos reguladores foram mantidos fixos e, por isso, os resultados obtidos descrevem os instantes que ocorrem logo após a atuação da proteção, ou seja, os instantes que o regulador ainda não conseguiu atuar.

Serão apresentados nos três casos a seguir apenas os resultados referentes aos barramentos que apresentaram os problemas de QEE mais graves. Os demais podem ser encontrados nos Apêndices B.1, B.2 e B.3.

4.1.1 Caso 1: Geração fotovoltaica de 500 kW

Para caracterizar o problema de QEE decorrente da proteção anti-ilhamento para este caso, foi inserido inicialmente uma geração fotovoltaica de 500 kW na barra 840, assim como destacado na Seção 3.2.1. Após registrar tanto o perfil de tensão dos barramentos, quanto as posições dos *taps* dos reguladores de tensão existentes, retirou-se a geração distribuída do sistema, mantendo-se os *taps* fixos na posição registrada. O resultado disso foi o surgimento de afundamentos de tensão nos barramentos de carga do sistema, conforme ilustram as figuras apresentadas a seguir.

Vale ressaltar que apenas os resultados mais graves foram apresentados nesta seção e que as linhas cheias e as linhas pontilhadas representam as situações de antes e depois da atuação da proteção anti-ilhamento, respectivamente.

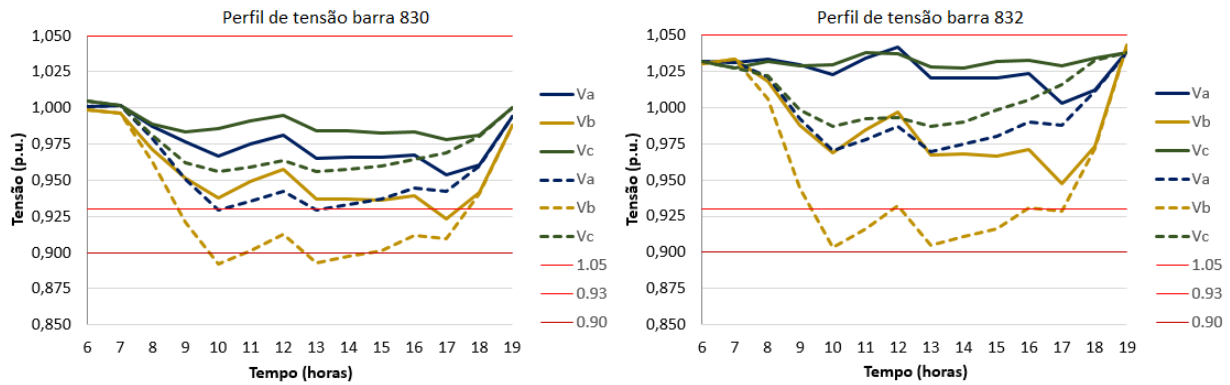


Figura 18: Perfil de tensão nas barras 830 e 832 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.

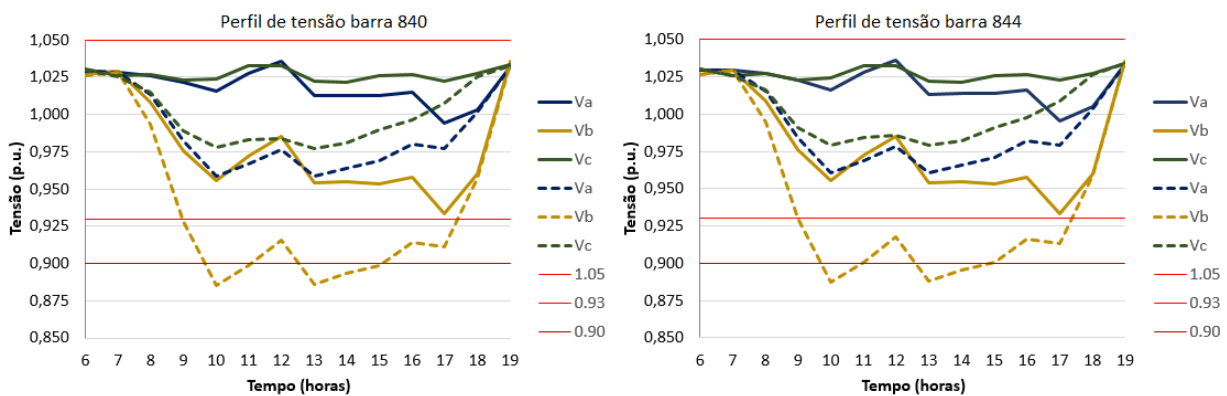


Figura 19: Perfil de tensão nas barras 840 e 844 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.

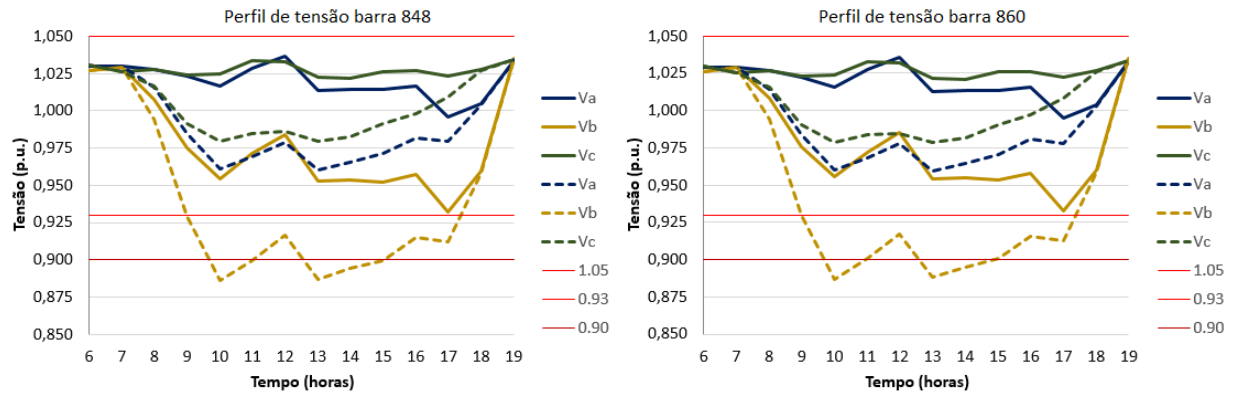


Figura 20: Perfil de tensão nas barras 848 e 860 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.

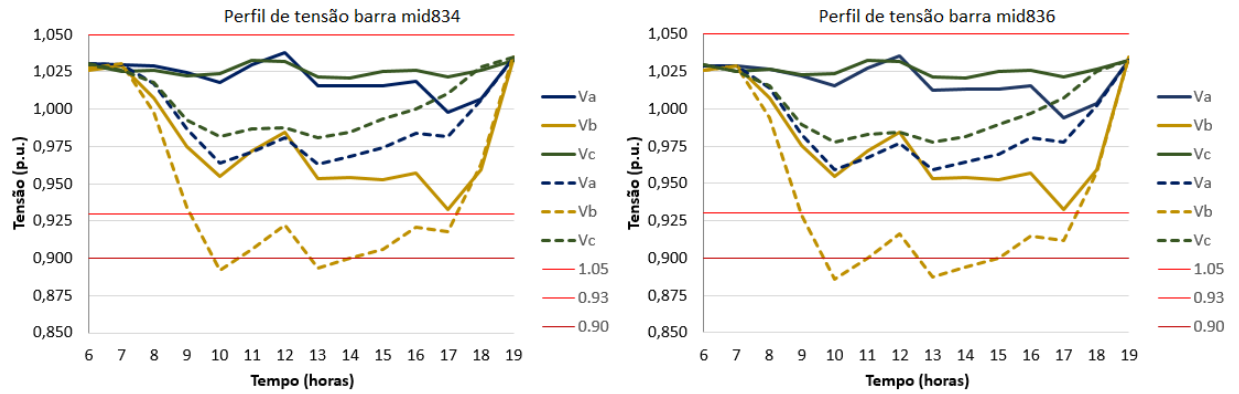


Figura 21: Perfil de tensão nas barras mid834 e mid836 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.

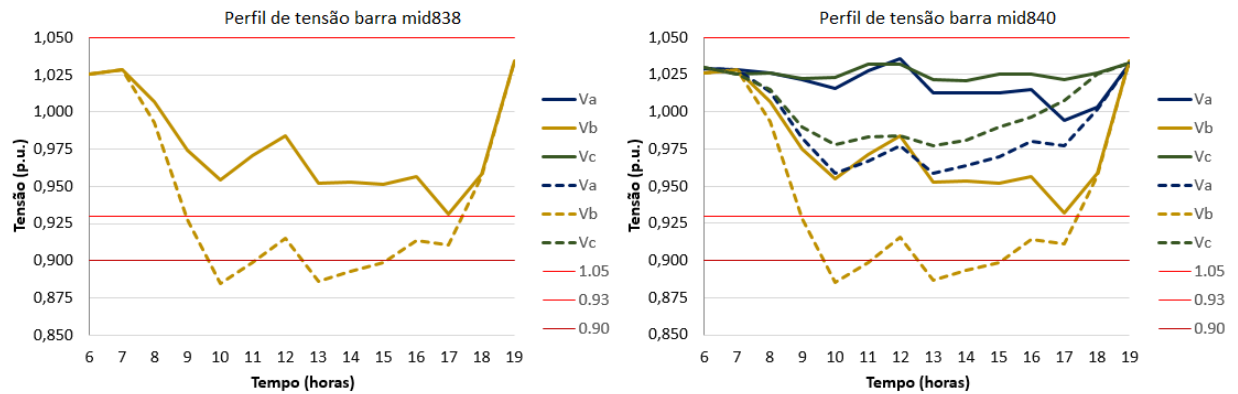


Figura 22: Perfil de tensão nas barras mid838 e mid840 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.

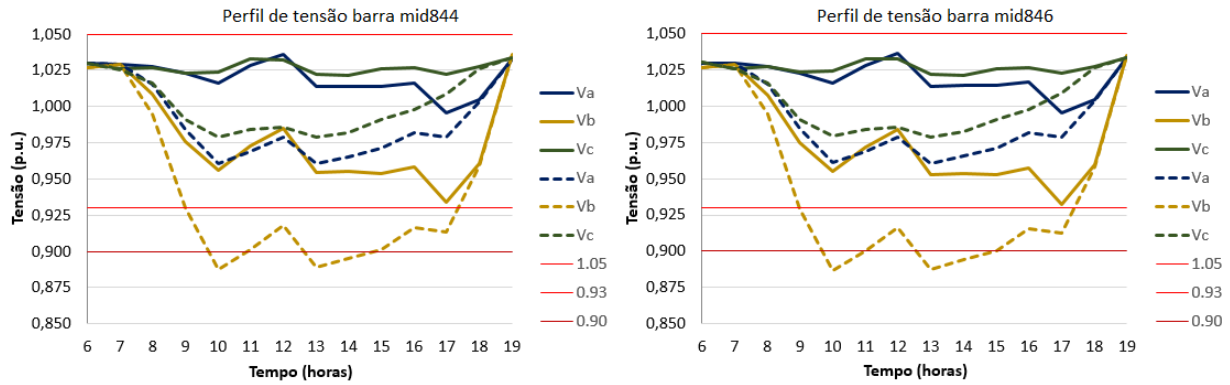


Figura 23: Perfil de tensão nas barras mid844 e mid846 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.

Observa-se, de um modo geral, que apesar de a intensidade das quedas de tensão nos barramentos serem relativamente agressivas, os valores de tensão em p.u. não saem dos limites estabelecidos pela ANEEL, com exceção da fase b. Isso se deve ao fato de a potência da geração fotovoltaica inserida inicialmente ser baixa, quando comparada com a carga total do sistema.

4.1.2 Caso 2: Geração fotovoltaica de 1000kW

Repetindo-se o que foi feito na Seção 4.1.1, porém agora com uma geração fotovoltaica de 1000 kW, observa-se que o número de afundamentos de tensão nos barramentos de carga aumentam, além de se tornarem mais graves. As figuras a seguir ilustram tal fato.

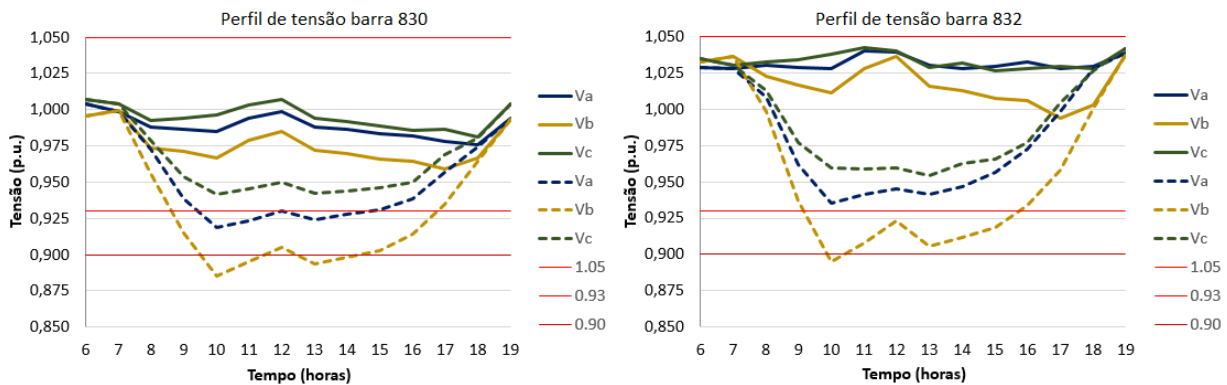


Figura 24: Perfil de tensão nas barras 830 e 832 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.

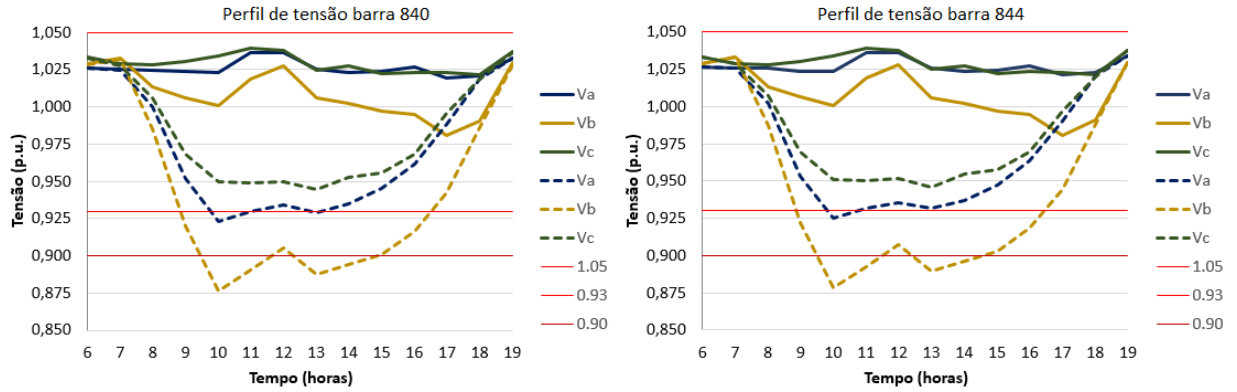


Figura 25: Perfil de tensão nas barras 840 e 844 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.

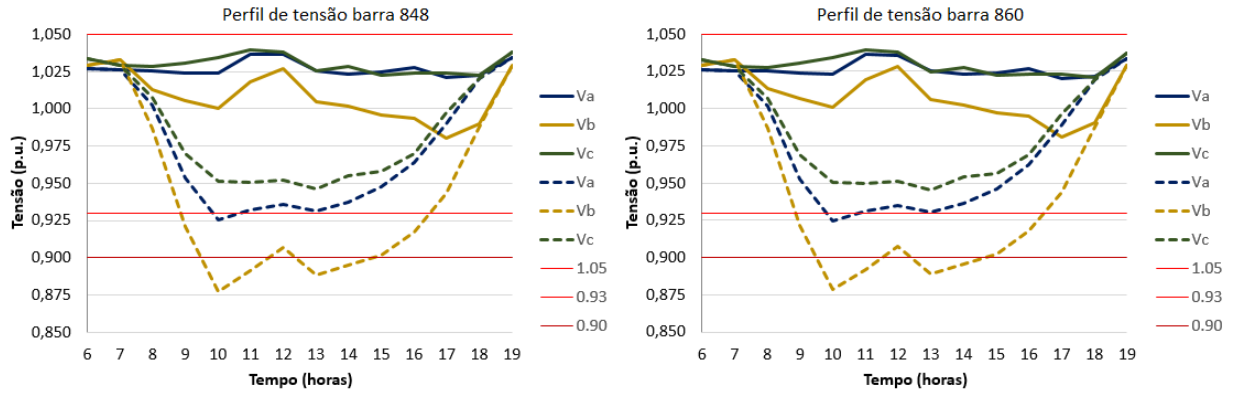


Figura 26: Perfil de tensão nas barras 848 e 860 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.

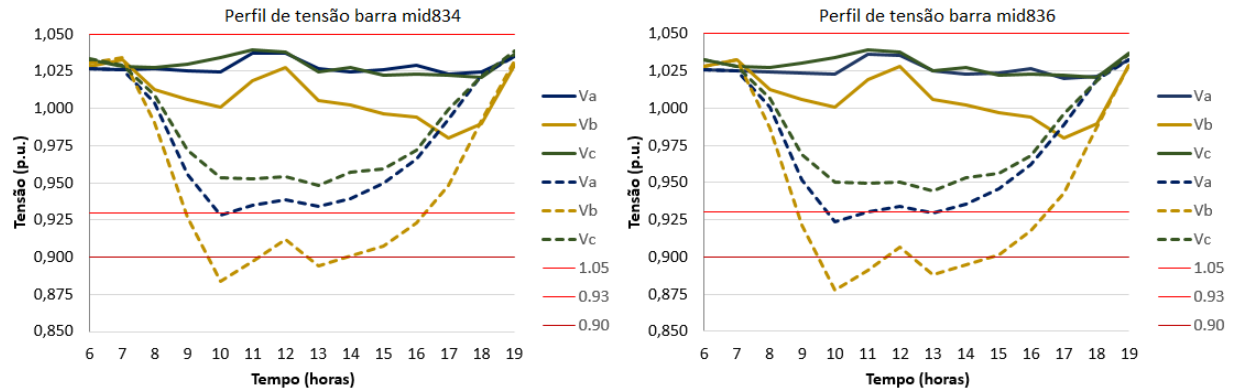


Figura 27: Perfil de tensão nas barras mid834 e mid836 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.

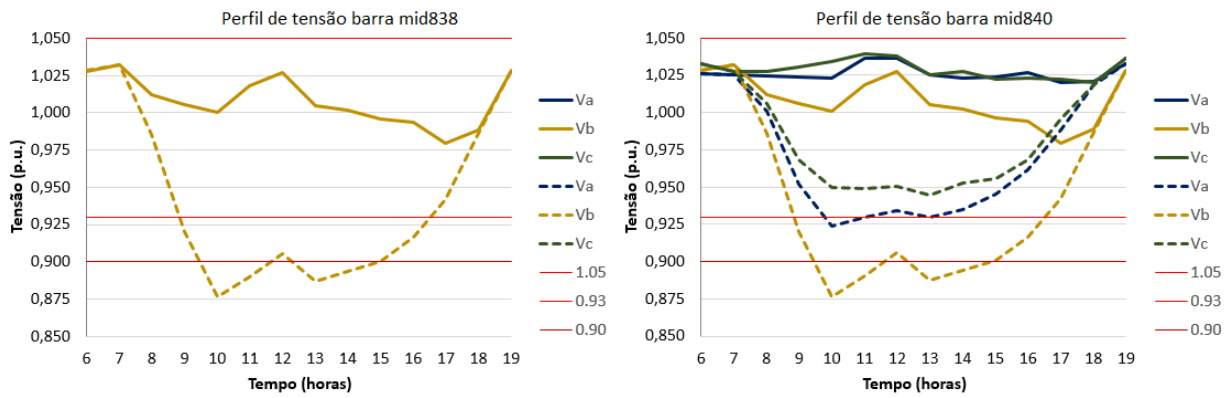


Figura 28: Perfil de tensão nas barras mid838 e mid840 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.

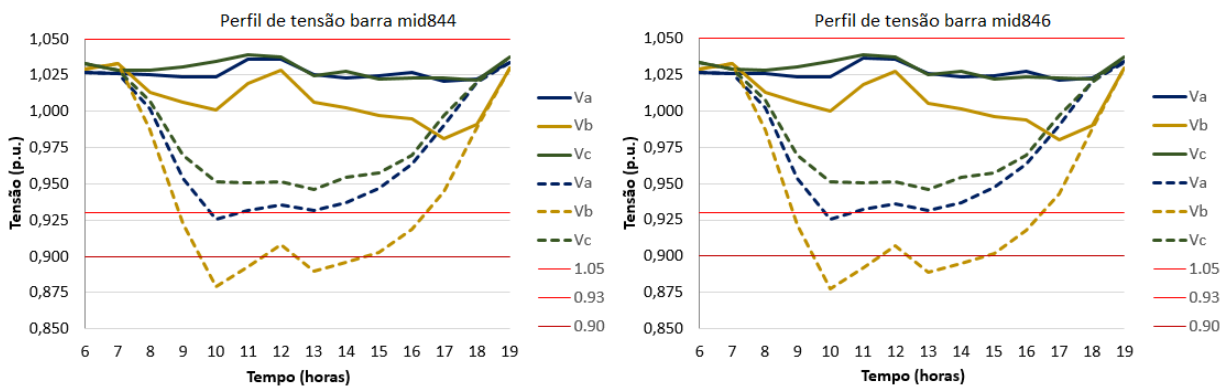


Figura 29: Perfil de tensão nas barras mid844 e mid846 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.

4.1.2.1 Caso 3: Geração fotovoltaica de 1500 kW

Seguindo o mesmo procedimento que foi realizado nas Seções 4.1.1 e 4.1.2, porém agora com uma geração fotovoltaica de 1500 kW, observa-se, por meio das ilustrações destacadas a seguir, que a intensidade dos afundamentos de tensão se tornam mais agressivas.

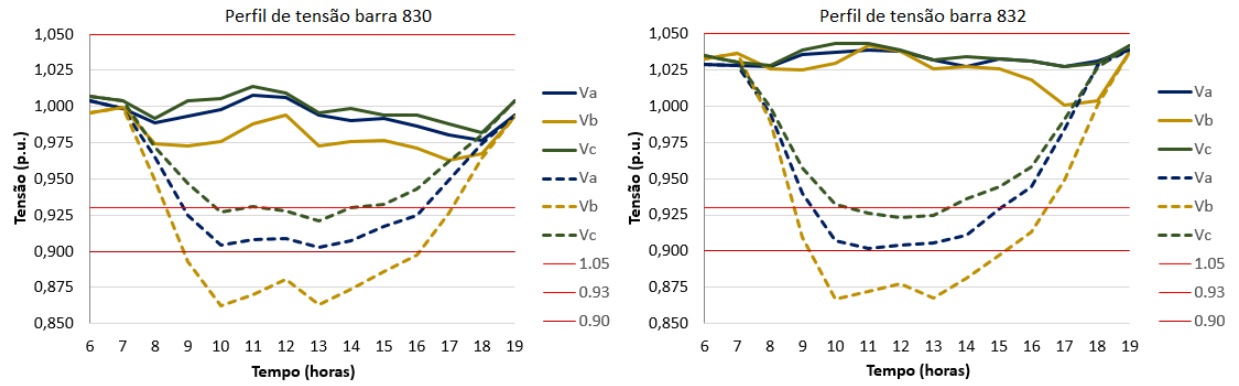


Figura 30: Perfil de tensão nas barras 830 e 832 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.

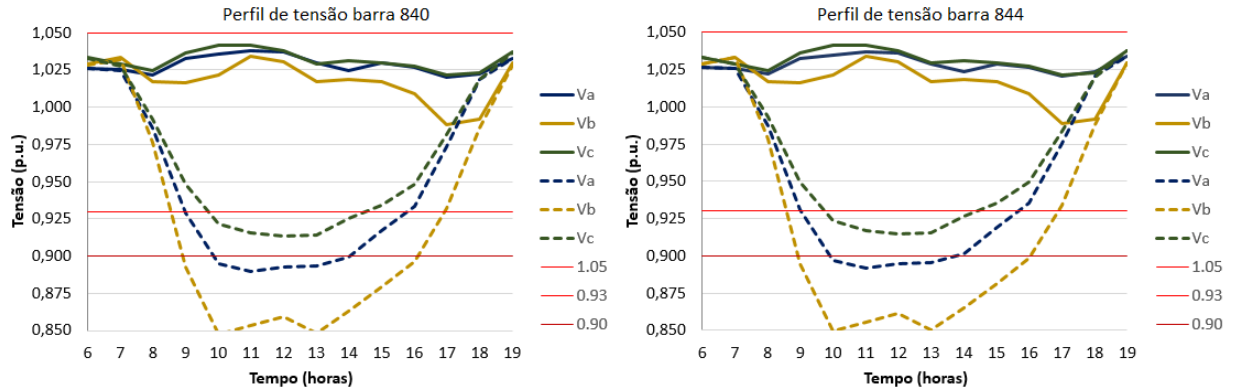


Figura 31: Perfil de tensão nas barras 840 e 844 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.

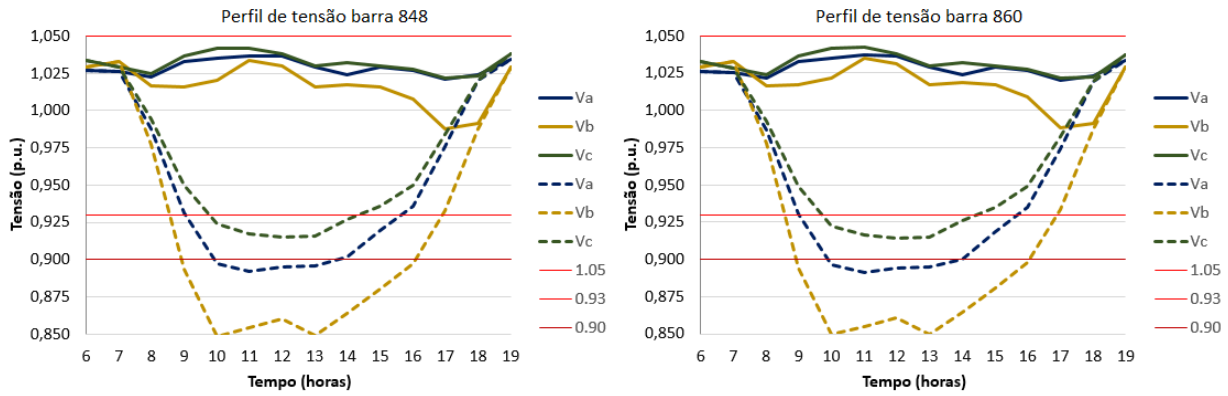


Figura 32: Perfil de tensão nas barras 848 e 860 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.

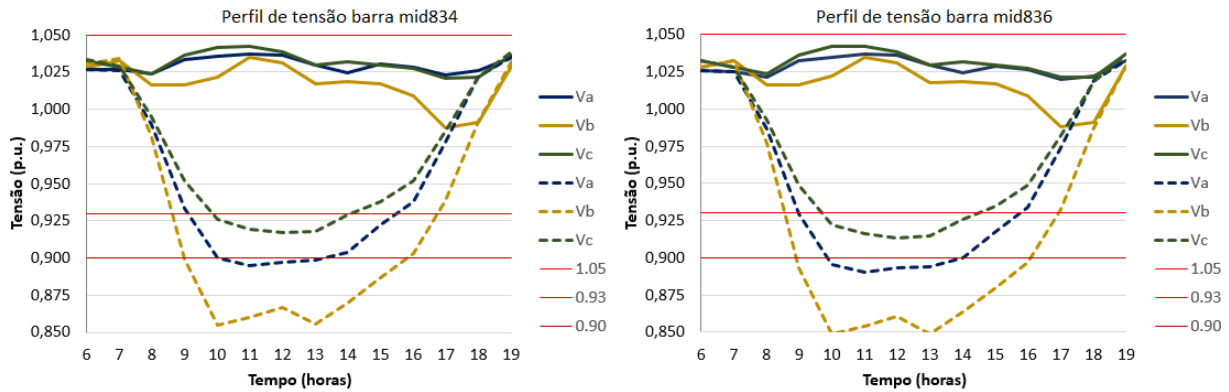


Figura 33: Perfil de tensão nas barras mid834 e mid836 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.

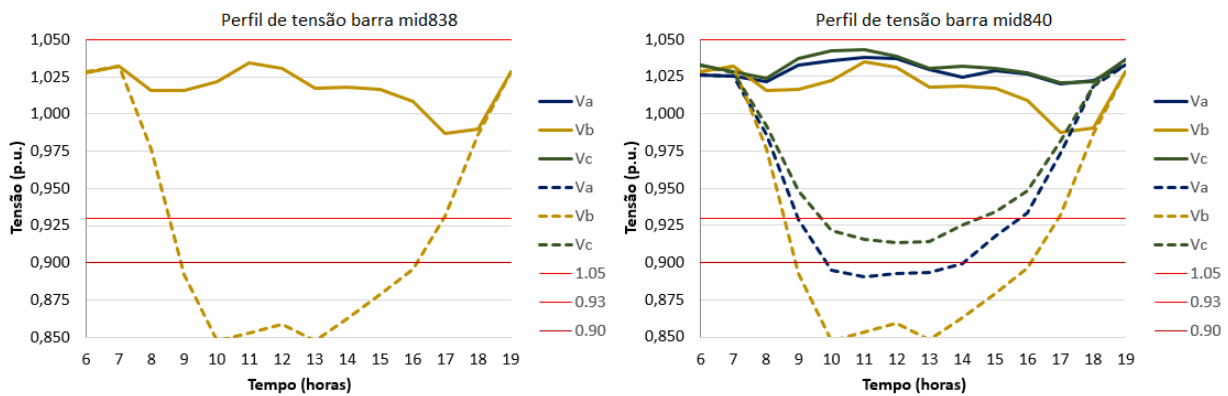


Figura 34: Perfil de tensão nas barras mid838 e mid840 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.

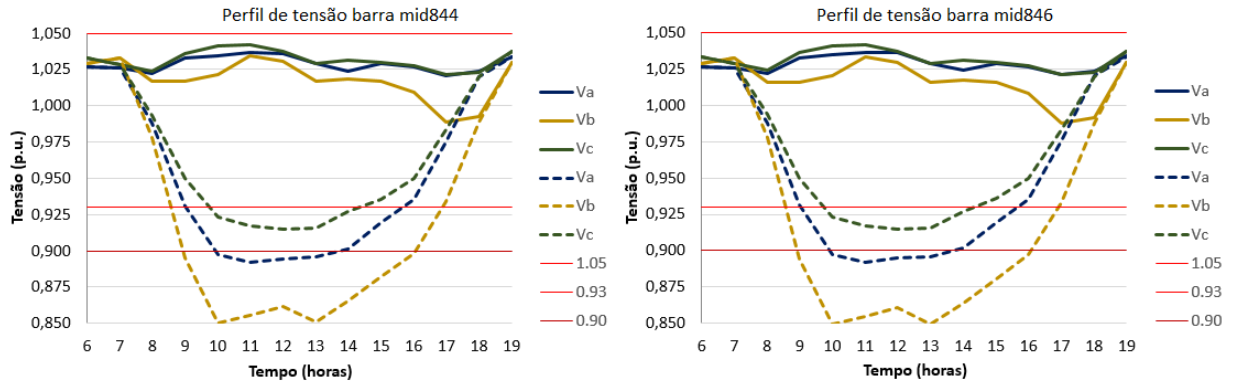


Figura 35: Perfil de tensão nas barras mid844 e mid846 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.

Analisando os gráficos apresentados nos Casos 1, 2 e 3, é claro perceber a ocorrência do problema de afundamento de tensão. Isso porque, assim como descrito nas Seções 1.1 e 2.2, quando uma geração distribuída é conectada na rede, os *taps* dos reguladores de tensão continuam na posição anterior à desconexão da GD. Logo, quando os geradores são desconectados, os *taps* dos reguladores se encontram em posições diferentes das quais estariam caso não houvesse a geração, o que provoca o problema de QEE retratado.

Além disso, observa-se também que quanto maior a injeção de potência por parte da geração fotovoltaica, maior tende a ser o problema, já que para essa situação os *taps* dos reguladores passam a estar em posições ainda menos favoráveis à ausência da GD do que para os casos de menor injeção de potência. Por esse motivo, o Caso 3 se mostra como o mais crítico dentre os apresentados neste capítulo.

Portanto, como é possível notar, os problemas de afundamentos de tensão são severos na grande maioria dos barramentos de carga, o que reforça ainda mais o desenvolvimento de soluções para eliminar ou mitigar esses efeitos. É com base nesse comportamento do sistema que foi desenvolvida a solução que será retratada nas próximas seções.

4.2 Utilização da bateria para compensação de quedas de tensão

Assim como descrito na Seção 3.2.2, essa parte do documento tem por objetivo mostrar os resultados decorrentes da inserção de baterias para a compensação de quedas de tensão no barramento 840 em dias nublados, os quais provocam significativas variações de tensão. Os casos a serem avaliados nesta etapa são lembrados a seguir:

- i. Geração fotovoltaica de 500 kW, baterias de 100 e 500 kW.
- ii. Geração fotovoltaica de 1000 kW, baterias de 100, 500 e 1000 kW.
- iii. Geração fotovoltaica de 1500 kW, baterias de 100, 500, 1000 e 1500 kW.

Para facilitar a análise, foram propostos índices para analisar o perfil de tensão na barra em questão e também as mudanças dos *taps* dos reguladores de tensão. São eles o

desvio padrão de tensão no barramento 840 durante um dia e o número de mudanças dos *taps*, respectivamente. No entanto, com o intuito de promover um melhor entendimento ao leitor, decidiu-se retratar o primeiro caso (geração de 500 kW e baterias de 100 kW e 500 kW) tanto graficamente quanto via tabela.

Vale ressaltar que para os gráficos a seguir, as **linhas cheias** representam os instantes anteriores à inserção da bateria, enquanto que as **linhas pontilhadas** referem-se aos instantes após essa inserção.

4.2.1 Caso 1 - GD 500 kW e bateria de 100 kW e 500kW

Para ilustrar ao leitor os benefícios da inserção da bateria para o barramento 840 em um dia nublado, foi inserido, inicialmente, uma geração fotovoltaica de 500kW. Após registrar tanto o perfil de tensão da barra 840, quanto o perfil de mudança de *taps* dos reguladores de tensão, inseriu-se, individualmente, as baterias de 100kW e 500kW no sistema, assim como descrito na Seção 3.2.2. Como resultado, foi possível observar, por meio das linhas pontilhadas nas figuras a seguir, uma leve melhora no perfil de tensão registrado.

Por questão de simplicidade, decidiu-se ilustrar apenas o perfil de mudanças de *taps* do segundo regulador de tensão, isto é, o mais próximo da barra 840.

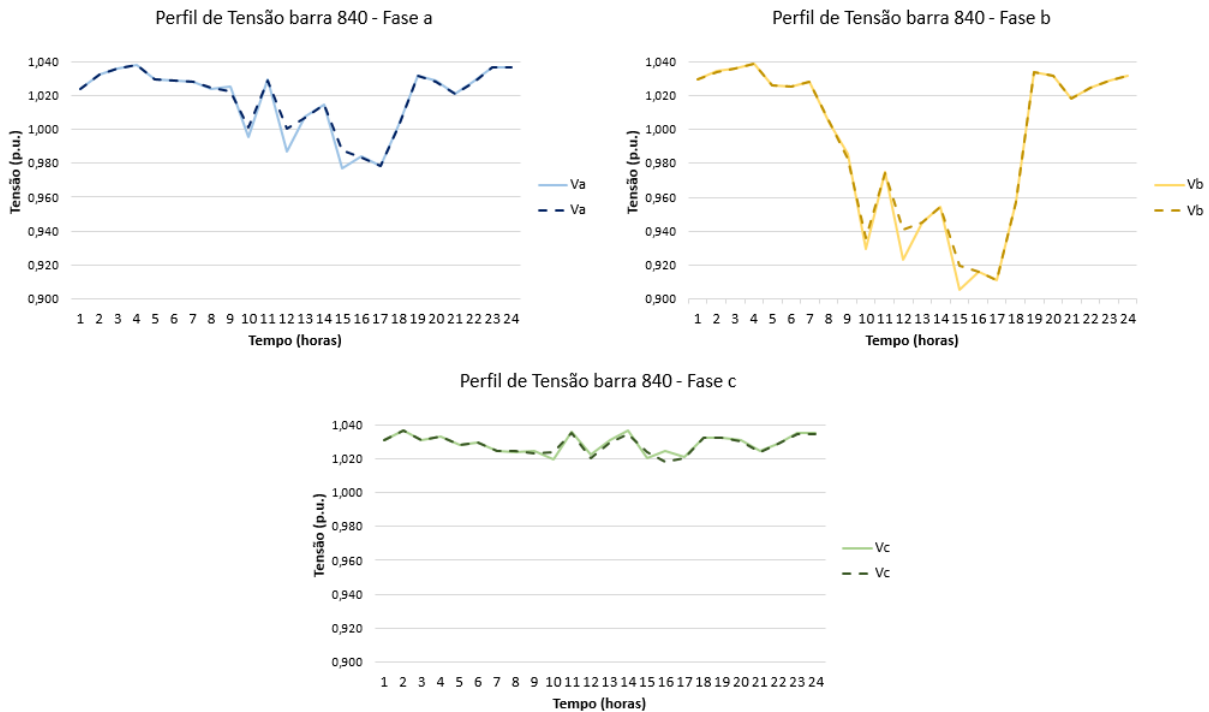


Figura 36: Caso 1 - GD 500 kW e bateria 100 kW: Perfil de tensão nas fases a, b e c da barra 840 antes e após a inserção da bateria.

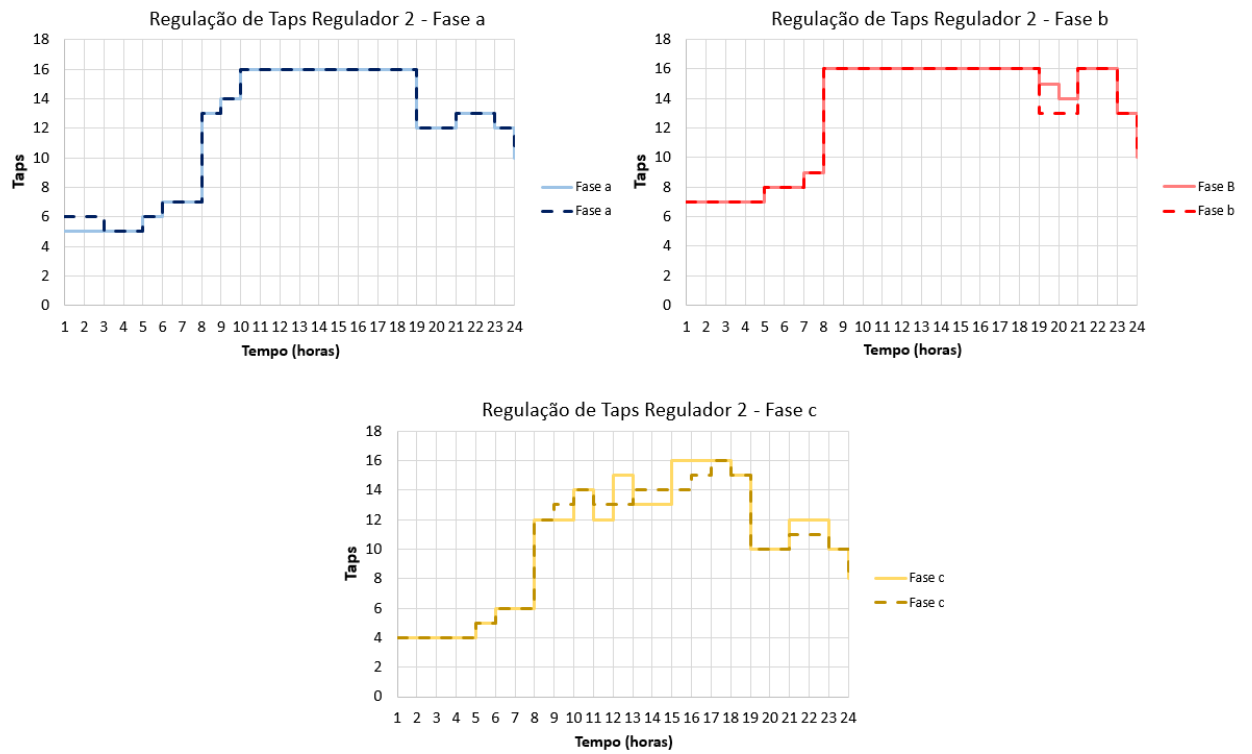


Figura 37: Caso 1 - GD 500 kW e bateria 100 kW: Mudanças dos *taps* do regulador 2 nas fases a, b e c.

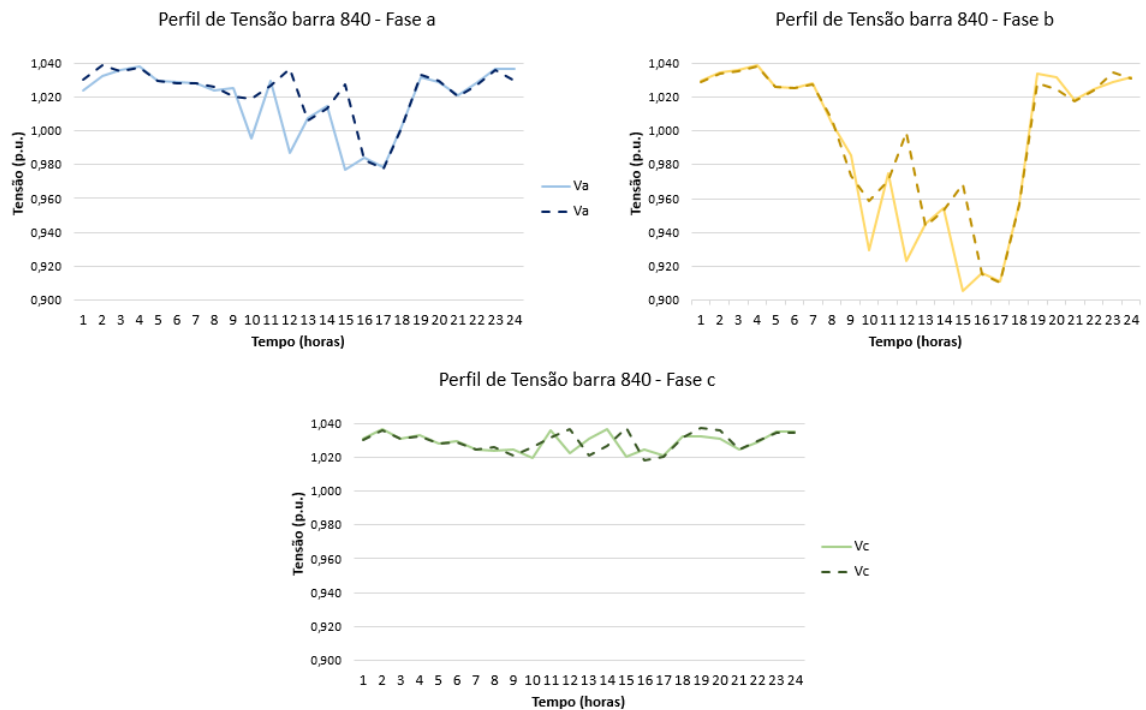


Figura 38: Caso 1 - GD 500 kW e bateria 500 kW: Perfil de tensão nas fases a, b e c da barra 840 antes e após a inserção da bateria.

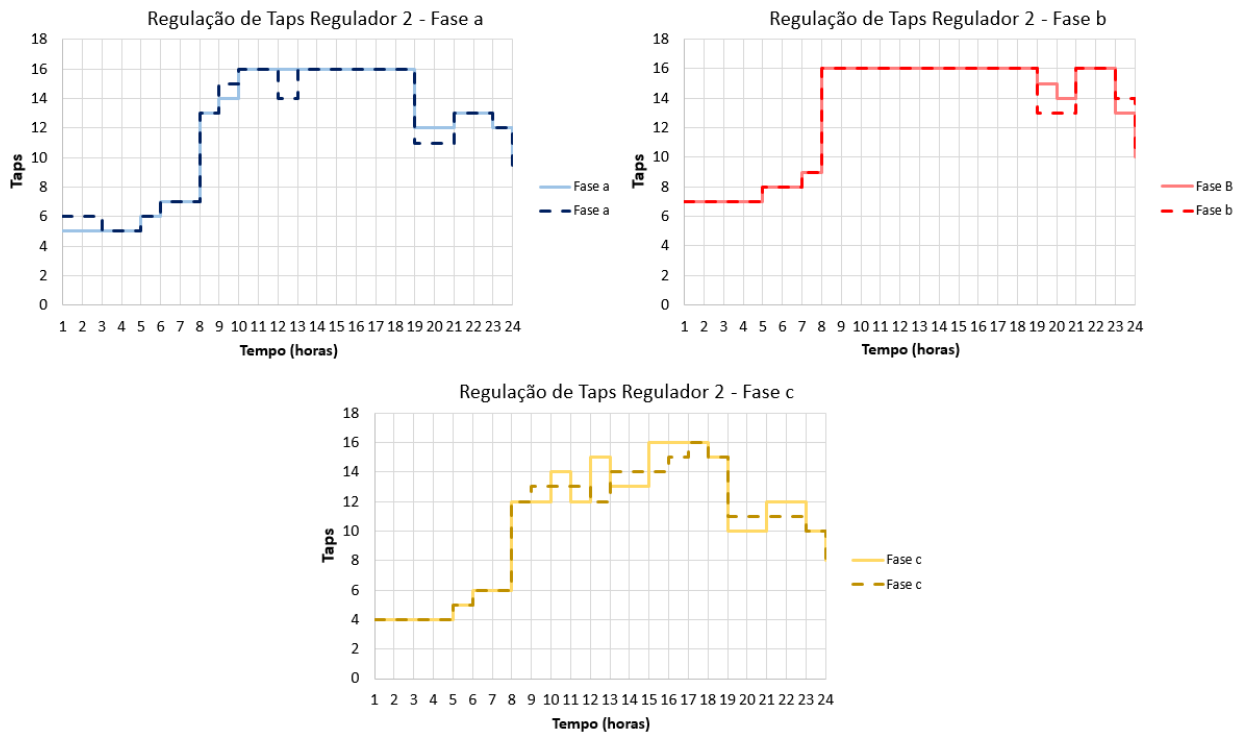


Figura 39: Caso 1 - GD 500 kW e bateria 500 kW: Mudanças dos *taps* do regulador 2 nas fases a, b e c.

Analisando as imagens apresentadas anteriormente, nota-se que, de um modo geral, os resultados para o perfil de tensão tendem a ser melhores para a bateria de 500kW. Isso pois a bateria passa a substituir de forma semelhante a ausência de geração fotovoltaica máxima em algumas horas do dia, dada sua potência mais elevada e, por isso, mais próxima da GD. Já para o perfil de mudança de *taps* do segundo regulador, observa-se o oposto. A explicação para tal será detalhada no decorrer da Seção 4.3.

4.2.2 Resumo

Para a construção das tabelas que resumem tudo o que foi proposto na Seção 4.2 e que serão apresentadas a seguir, seguiu-se o procedimento realizado na Seção 4.2.1.

Inicialmente, obtiveram-se os dados para os casos sem bateria, como mostra a Tabela 16.

Tabela 16: Relação dos índices adotados para cada um dos casos em estudo antes da inserção da bateria

GD Potência (kW)	Bateria Potência (kW)	Desvio Padrão ²			Mudanças de Taps Reg1			Mudanças de Taps Reg2		
		Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
500	0	0,0193	0,0470	0,0052	26	26	17	19	19	32
1000	0	0,0095	0,0290	0,0064	44	42	23	32	22	39
1500	0	0,0092	0,0287	0,0062	50	52	33	46	28	49

Em seguida, inseriu-se a bateria no barramento do gerador e então verificaram-se os índices, como mostra a Tabela 17.

Tabela 17: Relação dos índices adotados para cada um dos casos em estudo após a inserção da bateria.

GD Potência (kW)	Bateria Potência (kW)	Desvio Padrão ²			Mudanças de Taps Reg1			Mudanças de Taps Reg2		
		Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
500	100	0,0175	0,0447	0,0052	26	26	17	19	19	28
	500	0,0158	0,0398	0,0057	24	26	21	27	21	22
1000	100	0,0086	0,0272	0,0063	40	42	21	32	20	35
	500	0,0082	0,0241	0,0054	30	36	15	26	20	27
	1000	0,0083	0,0245	0,0058	36	38	21	32	22	31
1500	100	0,0090	0,0270	0,0067	46	52	29	44	26	45
	500	0,0087	0,0242	0,0061	34	38	25	38	26	33
	1000	0,0085	0,0242	0,0059	30	34	21	30	22	27
	1500	0,0092	0,0247	0,0066	38	42	25	36	32	37

Assim, para facilitar a interpretação dos resultados apresentados nas tabelas anteriores, foi criada a Tabela 18. Nela, é possível observar a diferença absoluta entre os valores apresentados para a situação com bateria (Tabela 17) e os valores apresentados sem bateria (Tabela 16). Sendo assim, os resultados negativos indicam uma redução do indicador, e, portanto, uma melhora, enquanto que os positivos indicam uma piora.

² Desvio padrão de tensão no barramento 840 durante um dia

Tabela 18: Melhora absoluta dos índices adotados para cada um dos casos em estudo após a inserção da bateria.

GD Potência (kW)	Bateria Potência (kW)	Melhora no desvio padrão			Melhora nos taps Reg1			Melhora nos taps Reg2		
		Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
500	100	-0,0018	-0,0023	-0,0001	0	0	0	0	0	-4
	500	-0,0035	-0,0072	0,0005	-2	0	4	8	2	-10
1000	100	-0,0009	-0,0019	-0,0001	-4	0	-2	0	-2	-4
	500	-0,0013	-0,0049	-0,0010	-14	-6	-8	-6	-2	-12
	1000	-0,0012	-0,0046	-0,0006	-8	-4	-2	0	0	-8
1500	100	-0,0003	-0,0017	0,0005	-4	0	-4	-2	-2	-4
	500	-0,0006	-0,0044	-0,0001	-16	-14	-8	-8	-2	-16
	1000	-0,0008	-0,0044	-0,0003	-20	-18	-12	-16	-6	-22
	1500	-0,0001	-0,0039	0,0005	-12	-10	-8	-10	4	-12

Analisando a Tabela 18 é possível observar que de uma maneira quase que unânime, tanto os índices de desvio padrão quanto os índices de mudanças de *taps* foram melhorados quando inseriu-se a bateria, o que pode ser retratado pelos valores negativos dessa tabela.

Além disso, para os casos com GD de 1000 kW e 1500 kW, nota-se também que quanto maior a potência injetada pela bateria, maior tende a ser a melhora nos indicadores, exceto quando a bateria se iguala, em termos de potência nominal, à geração fotovoltaica. No entanto, essa última situação é completamente aceitável, visto que a geração fotovoltaica depende muito mais de fatores externos, como a irradiação solar e a temperatura ambiente, do que a bateria. Ademais, quando definida a geração fotovoltaica no *software OpenDSS*, foi necessário a inserção da curva de temperatura diária, da curva da eficiência do inversor e da curva da eficiência do módulo, o que fazem com que a injeção de potência deixe de ser nominal. Em contrapartida, para o caso da bateria, não há necessidade de inserção de curvas de eficiência e, por isso, utilizou-se, por simplicidade, os valores padrão do *software*. Assim, a bateria injeta uma potência muito mais próxima da nominal do que a geração fotovoltaica, o que pode afetar nos resultados esperados. Isso será mostrado com mais detalhes no decorrer da próxima seção.

Caso seja de interesse do leitor, é possível encontrar no Apêndice C um estudo complementar a este, porém, considerando que a bateria atue também em horários de pico (17-18h), haja vista que durante esse período, a geração fotovoltaica tem baixa injeção de potência, mesmo em dias ensolarados.

4.3 Utilização da bateria como solução para o afundamento de tensão decorrente da proteção anti-ilhamento

Assim como descrito na Seção 3.2.3, para entender o comportamento do circuito após a aplicação dessa solução, decidiu-se monitorar, de acordo com a Tabela 1, o número de violações de tensão nos barramentos de carga para o horário em que a proteção anti-ilhamento atua (13h). Com isso, é possível definir facilmente os casos que eliminam o problema de QEE em estudo.

Vale lembrar que para essa análise, existem duas situações: a primeira, em que os *taps* dos reguladores são mantidos fixos, representando a situação imediatamente após a desconexão dos geradores, e a segunda, em que os *taps* são mantidos livres, representando a situação em regime permanente após a atuação da proteção anti-ilhamento. Ambas serão detalhadas abaixo.

Vale ressaltar que para tornar mais clara e objetiva a análise dos resultados, estes serão apresentados em tabelas que indicarão o número de violações para cada situação descrita na Seção 3.2.3.

4.3.1 Primeira situação - *Taps* fixos

Inicialmente, analisou-se o sistema para a primeira situação sem bateria, o que resultou nos valores observados na Tabela 19.

Tabela 19: Número de violações de tensão por faixa (precária e crítica) para cada um dos casos sem bateria e com os *taps* dos reguladores fixos.

GD P(kW)	Bateria P(kW)	Qtde. Violações		
		Precária	Crítica	Total
500	0	4	13	17
1000	0	7	13	20
1500	0	23	26	49

Assim, inserindo-se as diferentes baterias para cada um dos casos existentes, obtiveram-se os valores apresentados na Tabela 20.

Tabela 20: Número de violações de tensão por faixa (precária e crítica) para cada um dos casos com bateria e com os *taps* dos reguladores fixos.

GD P(kW)	Bateria P(kW)	Qtde. Violações		
		Precária	Crítica	Total
500	100	16	0	16
	500	0	0	0
1000	100	16	0	16
	500	0	0	0
	1000	0	27	27
1500	100	29	16	45
	500	2	0	2
	1000	0	0	0
	1500	0	38	38

Das Tabelas 19 e 20, é possível observar que quando as baterias de 100 kW são inseridas no sistema para compensar a saída da GD, independente do valor nominal desta (500, 1000 ou 1500 kW), nota-se uma melhora nos resultados, visto que as violações saem

de uma faixa pior e passam para uma faixa melhor. Isso pode ser melhor observado quando analisada a eliminação das 13 violações críticas ao inserir uma bateria de 500 kW para o caso em que a GD é de 500 kW. Esse resultado se mostra ainda melhor quando são inseridas baterias de 500 kW, o que já era esperado, visto que estas estão injetando uma potência mais próxima da que seria injetada pela geração distribuída. O mesmo vale para o caso em que a bateria é de 1000kW e a GD de 1500 kW. No entanto, quando se insere uma bateria de mesmo valor nominal que o da geração fotovoltaica, observa-se uma piora no número de violações, exceto para quando a GD é de 500kW. Para esses casos, as violações deixam de ser afundamentos de tensão e passam a ser elevações de tensão. Isso ocorre, porque além de neste trabalho as baterias injetarem mais potência ativa real do que os geradores fotovoltaicos, como já descrito na Seção 4.2, quando a geração é de 500kW, o *tap* do transformador da subestação está com um valor de 1,035, enquanto que para os casos de 1000 e 1500 kW de geração distribuída, este encontra-se já com valor limite de 1,05, o que favorece a ocorrência desse tipo de problema de QEE.

Na Figura 40, é possível ver a injeção de potência tanto por parte do gerador quanto por parte da bateria ao longo de um dia. Já a Figura 41 representa a potência que entra no transformador que conecta a GD e a bateria ao sistema. Ambas as figuras são referentes ao caso em que a GD é de 1000kW e a bateria é de 1000 kW. O mesmo vale para quando a GD é de 1500 kW e a bateria é de 1500 kW.

O sinal negativo indica a injeção de potência e aparece assim devido às orientações do *software* e que as linhas azul, vermelha e preta representam as potências nas fases A, B e C respectivamente.

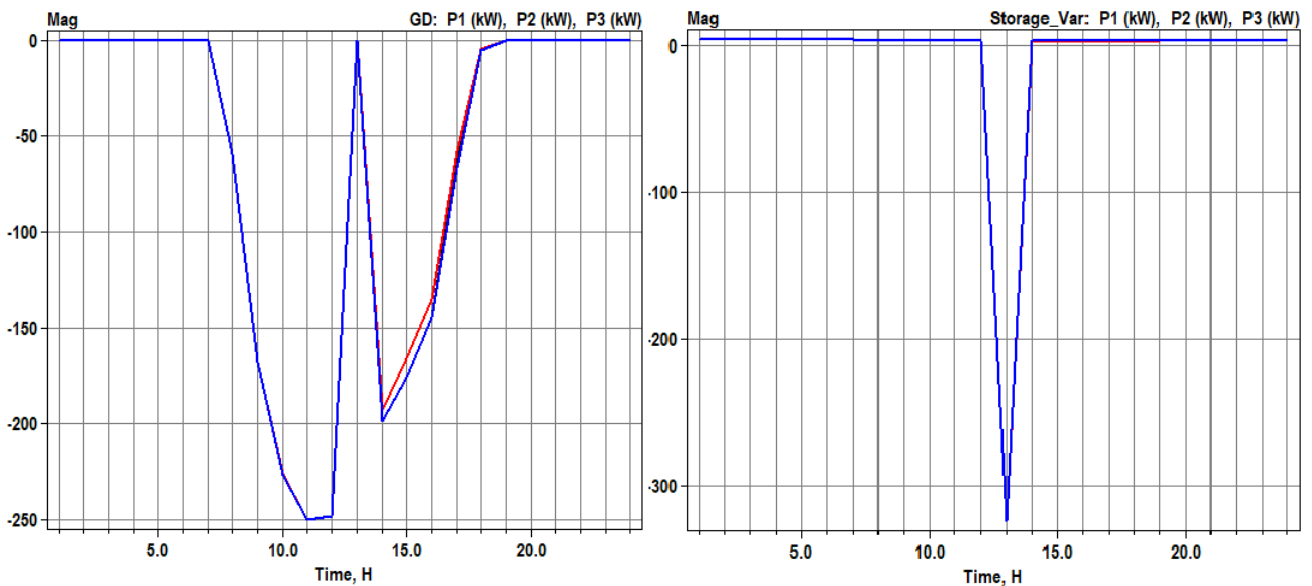


Figura 40: Potência por fase que é injetada no sistema pelo gerador fotovoltaico de 1000kW e pela bateria de 1000kW respectivamente.

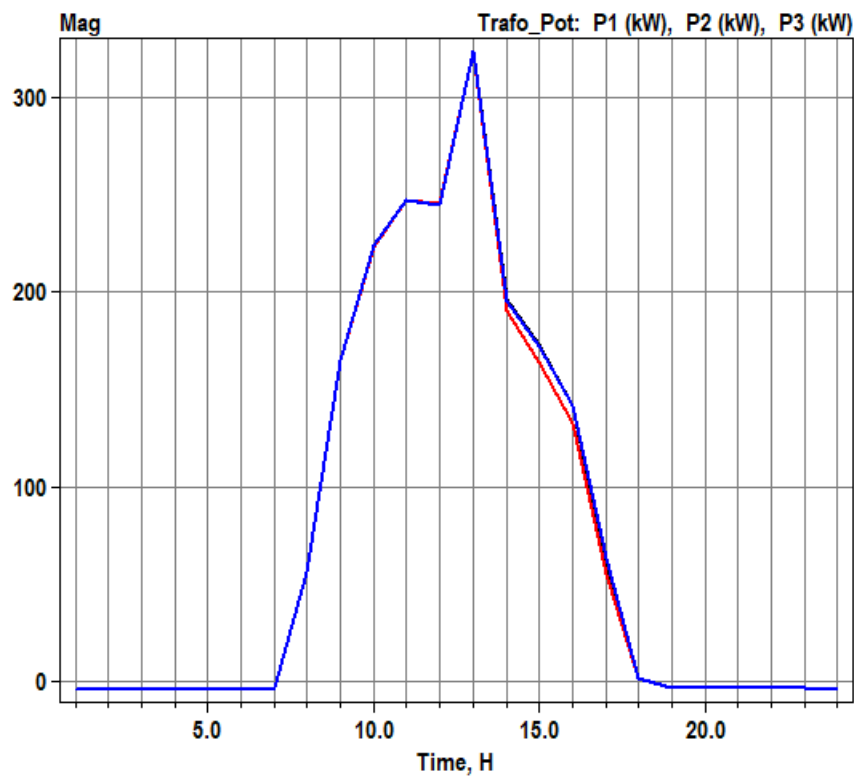


Figura 41: Potência por fase que entra no transformador que conecta o gerador fotovoltaico de 1000v_{kW} e bateria de 1000v_{kW} ao sistema.

Dessas figuras é claro notar que a bateria injeta uma potência significativamente maior do que a geração distribuída, mesmo quando as potências nominais são iguais. Por isso, tanto o surgimento de elevações de tensão descritos nessa seção, quanto a piora nos indicadores apresentados na Seção 4.2 tornam-se resultados compreensíveis quando analisadas as Figuras 40 e 41.

Para tornar o tema mais claro ao leitor, quando se define que as curvas do gerador fotovoltaico não influenciarão o seu desempenho, observa-se que a curva de geração total se assemelha à curva de irradiação para um dia ensolarado (Figura 43) .

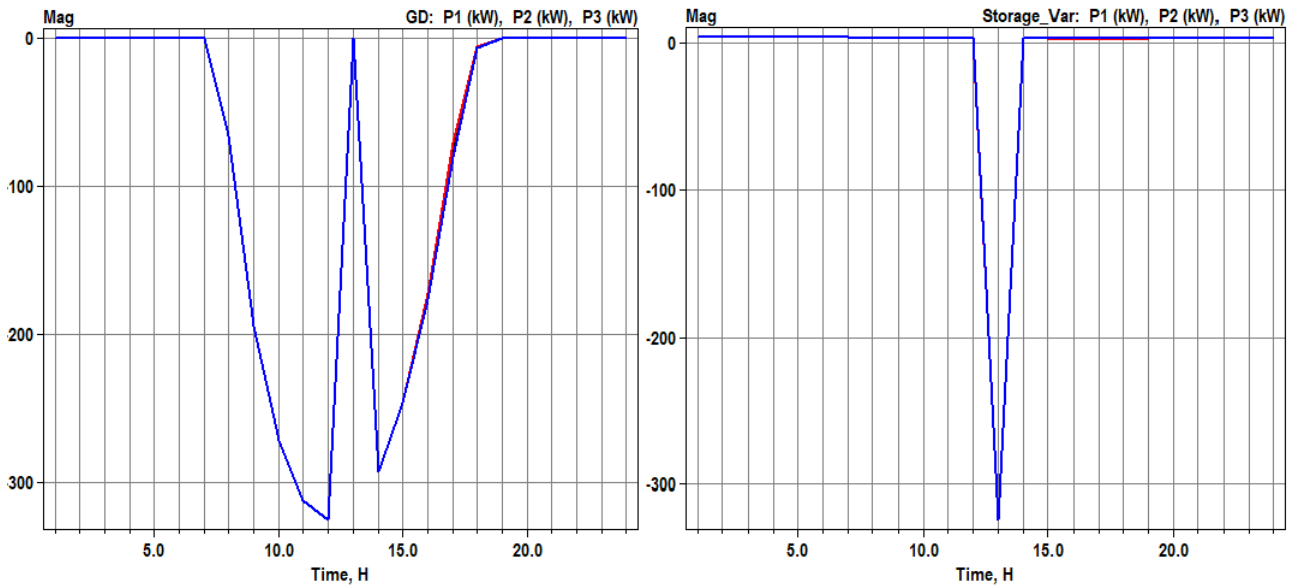


Figura 42: Potência por fase injetada no sistema pelo gerador fotovoltaico de 1000 kW, considerando um gerador ideal, e pela bateria de 1000 kW respectivamente.

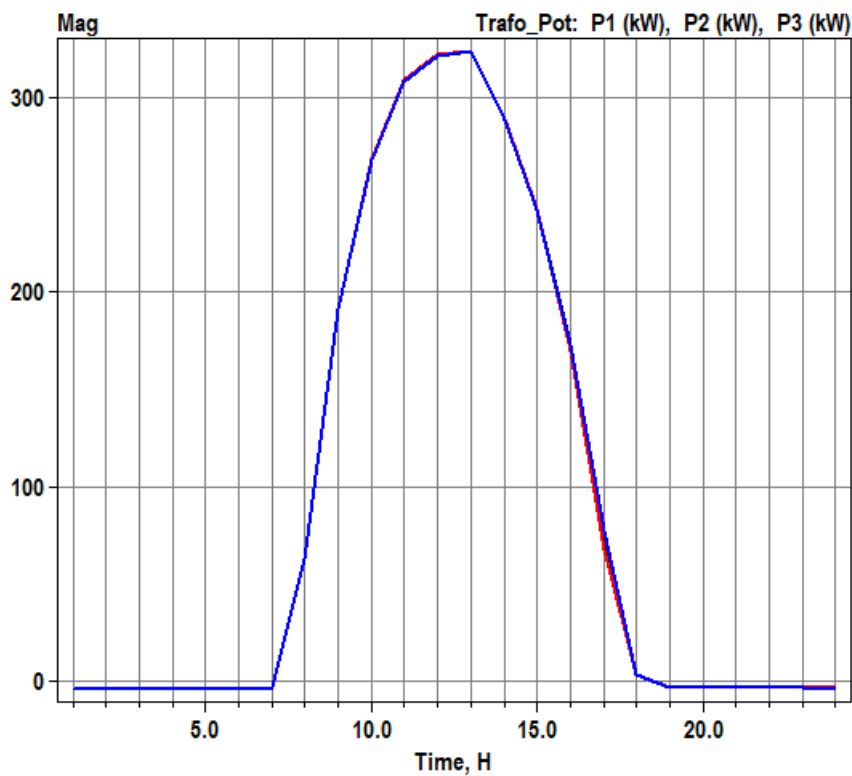


Figura 43: Potência por fase que entra no transformador que conecta o gerador fotovoltaico de 1000 kW, considerando um gerador ideal, e bateria de 1000 kW ao sistema.

Logo, nota-se que as Figuras 42 e 43 ratificam que para as condições de GD definidas na Seção 3.1.2.7, uma bateria de mesma potência nominal que um gerador fotovoltaico injeta mais potência do que este. Isso justifica as piores nos valores obtidos tanto na Seção 4.2, quanto nessa seção para os casos em que as potências nominais de ambos são iguais.

4.3.2 Segunda situação - *Taps* livres

Seguindo o mesmo procedimento realizado na Seção 4.3.1, porém, mantendo-se os *taps* livres, foram obtidas as Tabelas 21 e 22.

Tabela 21: Número de violações de tensão por faixa (precária e crítica) para cada um dos casos sem bateria e com os *taps* dos reguladores livres.

GD P(kW)	Bateria P(kW)	Qtde. Violações		
		Precária	Crítica	Total
500	0	3	13	16
1000	0	13	0	13
1500	0	13	0	13

Tabela 22: Número de violações de tensão por faixa (precária e crítica) para cada um dos casos com bateria e com os *taps* dos reguladores livres

GD P(kW)	Bateria P(kW)	Qtde. Violações		
		Precária	Crítica	Total
500	100	16	0	0
	500	0	0	0
1000	100	0	0	0
	500	0	0	0
	1000	0	0	0
1500	100	0	0	0
	500	0	0	0
	1000	0	0	0
	1500	0	0	0

Da Tabela 21 nota-se que mesmo quando os *taps* dos reguladores são mantidos livres, as violações ocorrem, mesmo que em menores quantidades quando comparados aos números da Tabela 19. Isso mostra que mesmo em instantes após a proteção anti-ilhamento atuar (*taps* dos reguladores livres), as violações ainda ocorrem. Já da Tabela 22, observa-se que exceto o primeiro caso em que o *tap* da subestação se encontra em 1,035 (GD 500 kW e bateria 100 kW), todas as outras soluções eliminam o problema de QEE em estudo. Isso ocorre, pois, por estarem livres, os *taps* dos reguladores se ajustam para as novas condições de injeção de potência, evitando assim o surgimento dos problemas de QEE.

5 CONCLUSÕES

Como visto no decorrer do documento, a busca por sistemas elétricos mais confiáveis e de maior qualidade tem se intensificado nos últimos anos, o que tem colocado em destaque a utilização de geradores distribuídos, principalmente os relacionados a recursos naturais, como geradores fotovoltaicos. No entanto, mesmo com tantos benefícios para a rede elétrica, a alta penetração desse tipo de geração no sistema de distribuição pode ocasionar problemas ligados a qualidade da energia, como o afundamento de tensão, que apesar de ser comum e conhecido no campo de estudo da QEE, é considerado um dos distúrbios mais importantes que afeta desde consumidores residenciais até consumidores industriais. Uma das maneiras que esse fenômeno pode aparecer, quando relacionado à inserção de geradores distribuídos no sistema, é por meio de uma proteção obrigatória exigida pelas concessionárias, a proteção anti-ilhamento. Por isso, apesar de essa proteção ser fundamental para o funcionamento correto do sistema, a sua aplicação deve ser realizada com outras soluções.

Sendo assim, esse trabalho estudou a utilização de bancos de baterias como solução para o problema de afundamento de tensão decorrente da proteção anti-ilhamento. No entanto, por ainda ser, de certa forma, uma solução cara, o presente trabalho propôs tratá-la como uma extensão do uso de baterias para compensação de quedas de tensão decorrentes da geração fotovoltaica em dias nublados, o que é mais comum de se encontrar em sistemas elétricos. Assim, a solução seria uma maneira de aproveitar as baterias já existentes no sistema. Por isso, as análises de resultado sobre a utilização da bateria foram divididas em duas: uma relacionada à compensação de quedas de tensão decorrentes da geração fotovoltaica em dias nublados e outra relacionada à eliminação do afundamento de tensão decorrente da proteção anti-ilhamento.

Porém, antes de iniciar as análises de cada solução, foi realizado um estudo inicial de caracterização do problema de QEE abordado neste trabalho. Tal estudo simulou o instante imediatamente após a atuação da proteção anti-ilhamento por meio da retirada do gerador distribuído do sistema, mantendo-se os *taps* dos reguladores de tensão fixos nas posições anteriores à sua desconexão. Para cada um dos três casos analisados nesta etapa (GD de 500, 1000 e 1500 kW), observou-se que quanto maior a potência do gerador fotovoltaico, mais severa foi a intensidade do afundamento de tensão, já que para essas situações, as posições dos *taps* dos reguladores tendem a ser ainda mais desfavoráveis à ausência de GD.

Após a caracterização do problema, iniciou-se os estudos referentes às soluções propostas. Definiram-se quatro potências diferentes para as baterias que seriam utilizadas para cada um dos três casos de geração definidos, obedecendo ao critério de que a potência

nominal da bateria deve ser menor ou igual à potência nominal do gerador, como mostra a Tabela 23.

Tabela 23: Casos adotados para a realização das análises.

GD P(kW)	Bateria P(kW)
500	100
	500
1000	100
	500
	1000
1500	100
	500
	1000
	1500

Na utilização do banco de baterias para compensação da queda de tensão na barra 840, concluiu-se que tanto o desvio padrão da tensão, quanto o número de mudanças dos *taps* dos reguladores de tensão, para um período de 24h, passaram a ter resultados mais significativos e, por isso, mais eficazes para as combinações apresentadas a seguir:

- i. GD de 500 kW e bateria de 100 kW.
- ii. GD de 1000 kW e bateria de 500 kW.
- iii. GD de 1500 kW e bateria de 1000 kW.

Vale lembrar que para os casos em que as baterias apresentavam uma potência nominal muito menor do que a do gerador, como, por exemplo, GD de 1000 kW e bateria de 100 kW, os resultados não se mostraram significativos para ambos os indicadores (desvio padrão e número de mudanças de *taps*), apesar de ainda serem benéficos para o sistema. Já para os casos em que as baterias apresentavam a mesma potência nominal dos painéis fotovoltaicos, como, por exemplo, GD de 1500 kW e bateria de 1500 kW, os resultados demonstraram-se até piores do que os casos sem bateria, como já esclarecido na Seção 4.3.

Por fim, a análise da utilização de bancos de baterias como solução para o afundamento de tensão decorrente da proteção anti-ilhamento foi dividida em duas partes: a com os *taps* dos reguladores de tensão fixos, representando o instante imediatamente após a atuação da proteção anti-ilhamento, e a com os *taps* destes dispositivos livres, representando a situação de regime permanente.

Para a primeira situação, concluiu-se que para extinguir o problema completamente, isto é, antes mesmo dos *taps* dos reguladores atuarem (segunda situação), foi necessário a utilização de bancos de baterias de 100, 500 e 1000 kW para as gerações de 500, 1000 e 1500 kW, respectivamente. Os demais casos analisados apresentam pelo menos uma violação de tensão.

Para a segunda situação, nota-se que com exceção do caso em que a geração é de 500 kW e bateria é de 100 kW, todas as outras possibilidades eliminaram completamente o problema de QEE em estudo.

Uma conclusão interessante a partir destas análises é que a utilização de bancos de baterias de 100, 100 e 500 kW para as gerações de 500, 1000 e 1500 kW, respectivamente, eliminaram as violações críticas de tensão, mitigando-as para a faixa precária que, apesar de não ser a ideal, é aceitável em certas situações. Esta combinação se apresentou como uma solução mais barata e, ainda assim, eficiente contra o problema em destaque, visto que instantes após a atuação da proteção anti-ilhamento, o distúrbio de QEE também foi eliminado completamente (situação com *taps* livres).

Vale ressaltar que para a simulação da atuação da proteção anti-ilhamento, utilizou-se a mesma estratégia utilizada para a caracterização do problema, isto é, retirou-se a geração distribuída do sistema. No entanto, também era possível realizar tal procedimento por meio de uma queda abrupta da irradiação, mantendo-se os *taps* fixos nesse período de tempo.

Portanto, apesar de ser uma solução pouco explorada atualmente, o presente trabalho mostrou que é possível a utilização de bancos de baterias para a eliminação ou mitigação de afundamentos de tensão decorrentes da proteção anti-ilhamento. Além disso, este estudo também apresentou uma outra forma de se utilizar os bancos de bateria aproveitando sua característica multifuncional, o que torna a solução economicamente mais viável.

Finalmente, dada a tendência de barateamento dos dispositivos de armazenamento e um possível avanço desse tipo de tecnologia no setor elétrico, o presente trabalho visa estimular o desenvolvimento de novos estudos envolvendo a aplicação de baterias como solução para o distúrbio de QEE em destaque.

5.1 Trabalhos futuros

Para trabalhos futuros, propõem-se:

- Utilizar outras estratégias para a definição do modo de operação das baterias no *software*, como, por exemplo, o modo *default*, em que é preciso definir os disparos de carga e de descarga para que a bateria possa carregar ou descarregar de acordo com a curva de carga especificada;
- Para o modo de operação da bateria adotado, estudar como projetar o controlador considerado neste trabalho, ou seja, como detectar as curvas de geração do gerador fotovoltaico para assim fornecer a curva necessária para a bateria;

- Pesquisar maneiras de reduzir o número de alterações dos *taps* dos reguladores de tensão na utilização da bateria para compensação de quedas de tensão, ou seja, pesquisar uma otimização para essa aplicação; e
- Pesquisar maneiras de garantir que a utilização da bateria para compensação de quedas de tensão em dias nublados não atrapalhe a sua utilização para eliminar o afundamento de tensão decorrente da atuação da proteção anti-ilhamento.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: 16/01/2018.

_____. **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL**. 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9>. Acesso em: 16/01/2018.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 3 - acesso ao sistema de distribuição**. 2017. 64 p.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 - qualidade da energia elétrica**. 2018. 42 p.

CAMPITELLI, E. M. **Análises e estudos para alocação e ajustes de dispositivos de proteção em redes de média tensão de energia elétrica com geração distribuída**. 2007. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2007.

COOPER POWER SYSTEM. **McGraw-Edison VR-32 and CL-5 Series: Control, Installation, Operation and Maintenance, Instruction and Parts Replacement Information**: Service information s225-10-10. 2001. Disponível em: <http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/225_VoltageRegulators/S2251010.pdf>. Acesso em: 05/02/2018.

DIVYA, K.; ØSTERGAARD, J. Battery energy storage technology for power systems—an overview. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 79, n. 4, p. 511–520, 2009.

EPRI. **OpenDSS PVSystem Element Model**. 2011. Disponível em: <<http://svn.code.sf.net/p/electricdss/code/trunk/Distrib/Doc/>>. Acesso em: 17/03/2018.

_____. **OpenDSS STORAGE Element and STORAGECONTROLLER Element**. 2011. Disponível em: <<http://svn.code.sf.net/p/electricdss/code/trunk/Distrib/Doc/>>. Acesso em: 17/03/2018.

_____. <https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/>. 2018. Acesso em: 11/03/2018.

_____. **Simulation Tool – OpenDSS**. 2018. Disponível em: <<http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>>. Acesso em: 11/03/2018.

_____. **Reference Guide - The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. 2018. Disponível em: <<http://download2.nust.na/pub4/sourceforge/e/el/electricdss/OpenDSS/OpenDSSManual.pdf>>. Acesso em: 12/03/2018.

IEA. **Renewables 2017**. 2017. Disponível em: <<https://www.iea.org/renewables/>>. Acesso em: 16/01/2018.

IEEE. **IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group: 34-bus feeder**. 2010. Disponível em: <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 19/03/2018.

JOSEPH, A.; SHAHIDEHPOUR, M. Battery storage systems in electric power systems. In: IEEE. **Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE**. [S.l.], 2006. p. 8–pp.

LAMOREE, J. et al. Voltage sag analysis case studies. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 30, n. 4, p. 1083–1089, 1994.

LIMA, D. F. **Mitigação de variações de tensão causadas pela proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos via controle de taps de reguladores de tensão**. 2017. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2017.

LOPES, J. P. Integration of dispersed generation on distribution networks-impact studies. In: IEEE. **Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE**. [S.l.], 2002. v. 1, p. 323–328.

LOPES, J. P. et al. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. **Electric power systems research**, Elsevier, v. 77, n. 9, p. 1189–1203, 2007.

MAIA, R. M. Caracterização das variações de tensão de curta duração e seus impactos em uma planta da indústria alimentícia. UFMG, 2011.

MASTERS, C. Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kv overhead lines. **Power engineering journal**, IET, v. 16, n. 1, p. 5–12, 2002.

NASCIMENTO, K. V. d. **Metodologia de análise de variações de tensão causadas pela proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos**. 2013. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2013.

PADHI, P. P.; NIMJE, A. A. Distributed generation: An overview. **IEEJ Trans**, v. 3, n. 1, p. 607–611, 2012.

TRINDADE, F. C.; VIEIRA, J. C.; FREITAS, W. Potential solutions for minimizing voltage sags caused by DG anti-islanding protection. **IEEE Trans. Power Deliv**, v. 30, n. 5, p. 2242–2251, 2015.

VIEIRA JR., J. C. d. M. Detecção de ilhamento de geradores distribuídos: uma revisão bibliográfica sobre o tema. **Revista Eletrônica de Energia**, v. 1, n. 1, 2011.

WALLING, R.; MILLER, N. Distributed generation islanding-implications on power system dynamic performance. In: IEEE. **power engineering society summer meeting, 2002 IEEE**. [S.l.], 2002. v. 1, p. 92–96.

Apêndices

APÊNDICE A – ESTUDOS INICIAIS

Para iniciar o processo de caracterização do circuito, foi necessário a realização de alguns estudos prévios. Esses estudos foram divididos em duas análises:

- i. Verificação da operação dos reguladores de tensão para diferentes situações;
e
- ii. Verificação do comportamento do circuito após a atuação da proteção de anti-ilhamento.

Em ambas as análises, consideraram-se as condições máximas de operação, isto é, todas as cargas com sua potência máxima.

A.1 Primeira análise

Por ser um estudo relacionado a afundamentos de tensão decorrentes da atuação da proteção anti-ilhamento, foi necessária a inserção de gerador(es) distribuído(s) no circuito. No entanto, para tal, foi preciso definir em quais barras isso seria feito. Sendo assim, decidiu-se adotar, para um primeiro estudo, barras trifásicas localizadas após o segundo regulador de tensão e com diferentes “tipos” de carga, isto é, cargas pesadas, médias, leves e desequilibradas. A Tabela 24 mostra quais foram as barras escolhidas.

Tabela 24: Barras escolhidas para um estudo inicial.

Barra	P (kW)	Q (kVAr)
832	0	0
844	405	315
848	60	48
mid836	30,10,42	15,6,22
840	27	21

Após a escolha das barras, definiu-se que seria inserido apenas um gerador genérico por vez em cada barramento. Os valores de geração adotados foram de 500, 1000 e 1500 kW de potência ativa e 0VAr de potência reativa.

Assim, com o intuito de validar o funcionamento dos reguladores de tensão, analisou-se apenas os valores máximos e mínimos de tensão em todo o sistema. Isso porque caso os valores extremos estejam dentro da faixa permitida, os demais valores também estarão, indicando assim o correto funcionamento dos dispositivos. Os resultados obtidos podem ser vistos na Tabela 25. Na Tabela 26 observa-se as posições dos *taps* dos reguladores de tensão (+ 16 e - 16) que são importantes para indicar se os dispositivos conseguiram ou não regular a tensão dentro dos seus limites.

Tabela 25: Relação entre os diferentes tipos de geração e os valores máximos e mínimos de tensão em p.u. obtidos.

GD		Fase A					Fase B			Fase C			
Barra	P (kW)	Vmáx	barra	Vmín	barra	Vmáx	barra	Vmín	barra	Vmáx	barra	Vmín	barra
-	0	1,0474	802	0,9173	890	1,0484	802	0,9235	890	1,0484	802	0,9175	890
832	500	1,0481	802	0,9163	890	1,0489	802	0,9244	890	1,0490	802	0,9136	890
832	1000	1,0487	802	0,9112	890	1,0494	802	0,9228	890	1,0495	802	0,9161	890
832	1500	1,0492	852	0,9126	890	1,0498	802	0,9181	890	1,0512	814	0,9140	890
844	500	1,0481	802	0,9165	890	1,0489	802	0,9247	890	1,0490	802	0,9138	890
844	1000	1,0487	802	0,9112	890	1,0494	802	0,9231	890	1,0495	802	0,9163	890
844	1500	1,0491	802	0,9122	890	1,0498	802	0,9183	890	1,0512	814	0,9138	890
848	500	1,0481	802	0,9165	890	1,0489	802	0,9248	890	1,0490	802	0,9138	890
848	1000	1,0487	802	0,9111	890	1,0494	802	0,9231	890	1,0495	802	0,9162	890
848	1500	1,0491	802	0,9119	890	1,0498	802	0,9182	890	1,0511	814	0,9136	890
mid836	500	1,0481	802	0,9165	890	1,0489	802	0,9247	890	1,0490	802	0,9138	890
mid836	1000	1,0487	802	0,9111	890	1,0494	802	0,9230	890	1,0495	802	0,9161	890
mid836	1500	1,0491	802	0,9119	890	1,0498	802	0,9181	890	1,0510	814	0,9135	890
840	500	1,0481	802	0,9165	890	1,0489	802	0,9247	890	1,0490	802	0,9138	890
840	1000	1,0486	802	0,9110	890	1,0494	802	0,9230	890	1,0495	802	0,9161	890
840	1500	1,0491	852	0,9118	890	1,0498	814	0,9180	890	1,0510	814	0,9135	890

Tabela 26: Relação entre os diferentes tipos de geração e as posições dos *taps* dos reguladores de tensão obtidos.

GD P (kW)	Regulador1			Regulador2		
	fase a	fase b	fase c	fase a	fase b	fase c
0	13	5	5	12	11	12
500	8	1	1	9	9	8
1000	4	-1	-1	5	5	4
1500	0	-3	-4	3	1	1

Desse modo, com base nos resultados obtidos, observou-se que a barra 890 foi a única que apresentou valores fora da faixa de tensão adequada. No entanto estes ainda se encontram dentro da faixa precária, o que apesar de não ser ideal, é aceitável (Ver Tabela 1).

Logo, concluiu-se que os reguladores de tensão estavam operando corretamente e, por isso, seria possível seguir com os estudos.

A.2 Segunda análise

De acordo com o que foi apresentado na Tabela 25, nota-se que os valores obtidos foram parecidos. Sendo assim, escolheu-se as barras 840 e 844 para prosseguir com as análises.

Nessa análise, os *taps* apresentados na Tabela 26 foram fixados nos respectivos reguladores sem a inserção dos geradores, o que simula a atuação da proteção de anti-ilhamento.

Os resultados obtidos com esse procedimento podem ser vistos nas Tabelas 27 e 28.

Tabela 27: Relação entre os taps fixo e os valores máximos e mínimos de tensão obtidos.

Reg. 1 a,b,c	Reg. 2 a,b,c	V _{máx}	Fase A			V _{máx}	Fase B			V _{máx}	Fase C		
			barra	V _{mín}	barra		barra	V _{mín}	barra		barra	V _{mín}	barra
8,1,1	9,9,8	1,048	802	0,9392	852	1,0485	802	0,9444	852	1,0485	802	0,9441	852
4,-1,-1	5,5,4	1,048	802	0,9150	852	1,0484	802	0,9282	852	1,0485	802	0,9305	852
0,-3,-4	3,1,1	1,048	802	0,8967	852	1,0485	802	0,9197	mid838	1,0486	802	0,9170	852

Tabela 28: Relação entre os diferentes tipos de geração e os valores máximos e mínimos de queda de tensão.

GD			Fase A				Fase B				Fase C			
barra	P (kW)	Δ _{máx}	barra	Δ _{mín}	barra	Δ _{máx}	barra	Δ _{mín}	barra	Δ _{máx}	barra	Δ _{mín}	barra	Δ _{máx}
844	500	0,047	MID846	0,0010	802	0,041	846	0,0004	802	0,044	846	0,0000	802	0,044
844	1000	0,093	846	0,0010	802	0,083	846	0,0010	802	0,087	846	0,0010	802	0,087
844	1500	0,128	846	0,0010	802	0,112	848	0,0013	802	0,119	846	0,0010	802	0,119
840	500	0,048	840	0,0010	802	0,042	840	0,0004	802	0,045	840	0,0000	802	0,045
840	1000	0,095	840	0,0010	802	0,085	840	0,0010	802	0,089	840	0,0010	802	0,089
840	1500	0,130	840	0,0010	802	0,115	840	0,0013	802	0,122	840	0,0010	802	0,122

Da Tabela 27, nota-se que quando os geradores são desconectados outros barramentos passam a apresentar valores fora da faixa de tensão adequada, sendo que em alguns casos esses valores saem inclusive da faixa de tensão precária, tornando-se críticos. Já da Tabela 28, observa-se que em alguns barramentos a atuação da proteção anti-ilhamento provoca quedas de tensão relevantes, sendo estes minimamente mais graves para a geração localizada na barra 840.

Portanto, apesar dessa análise retratar o problema de QEE detalhado na seção 1.1, este ainda é mínimo se levado em consideração que as cargas estão em suas condições máximas de operação. Desse modo, para uma simulação diária, é possível que os afundamentos de tensão não apareçam, já que as cargas variam fora de seus valores máximos durante o dia, bem como a geração fotovoltaica.

Vale observar que nessa etapa, os valores obtidos na barra 890 foram desconsideradas, visto que esta já havia apresentado inicialmente valores fora da faixa de tensão adequada.

APÊNDICE B – PERFIL DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS DE CARGA

Assim como destacado na Seção 4.1, alguns barramentos de carga apresentaram intensidades mais brandas no que diz respeito ao problema de afundamento de tensão. Por esse motivo, os perfis de tensão nas barras menos afetadas foram apresentadas neste capítulo.

Vale ressaltar que para a obtenção dos gráficos abaixo, seguiu-se o mesmo procedimento descrito na Seção 4.1. Além disso, ressalta-se também que as **linhas cheias** e **linhas pontilhadas** representam as situações anteriores e posteriores a atuação da proteção anti-ilhamento.

B.1 Caso 1 - Geração fotovoltaica de 500 kW

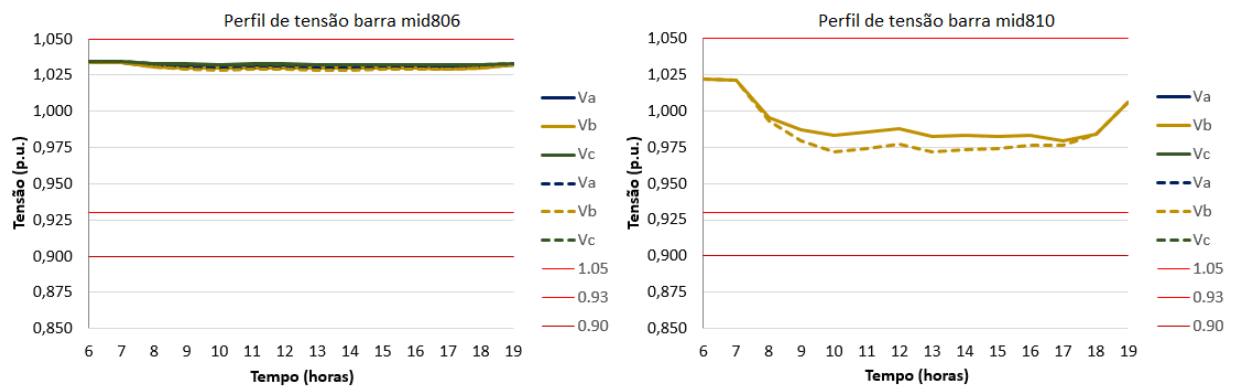


Figura 44: Perfil de tensão nas barras mid806 e mid810 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento.

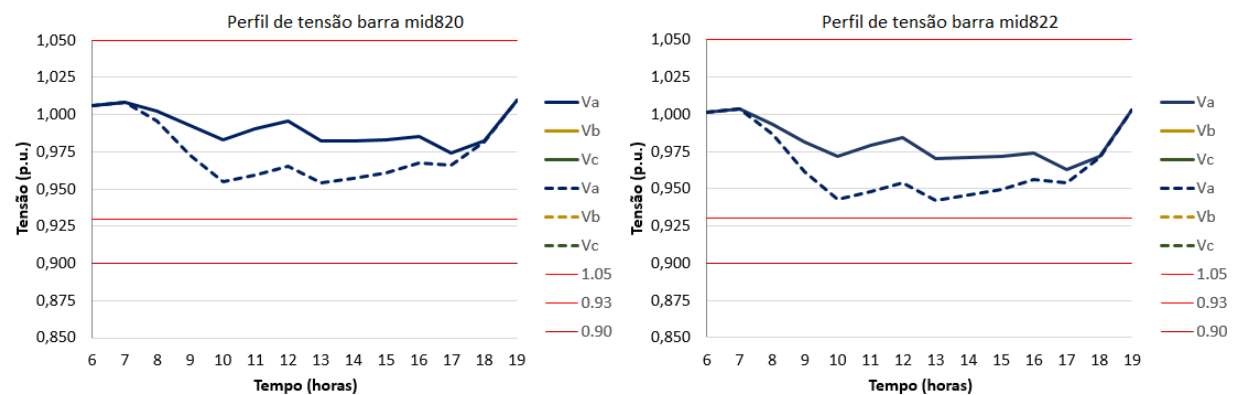


Figura 45: Perfil de tensão nas barras mid820 e mid822 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.

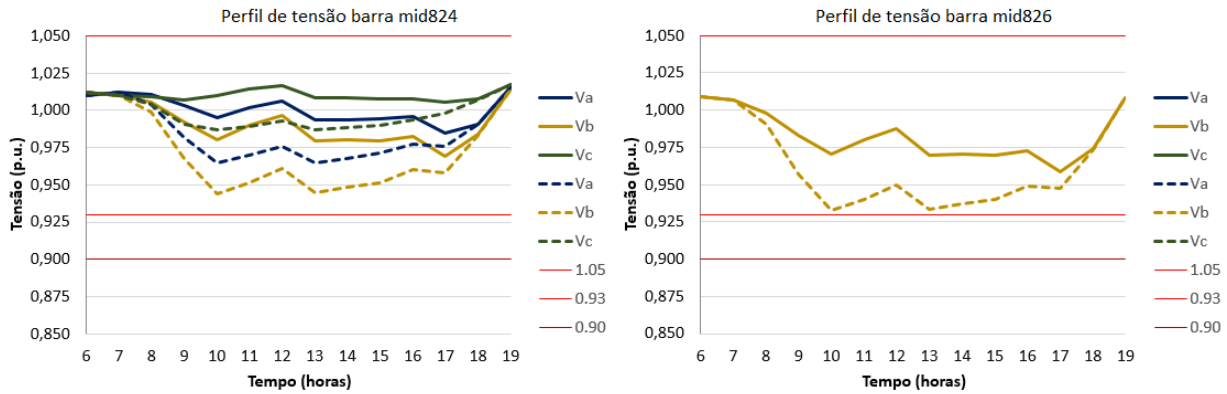


Figura 46: Perfil de tensão nas barras mid824 e mid826 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.

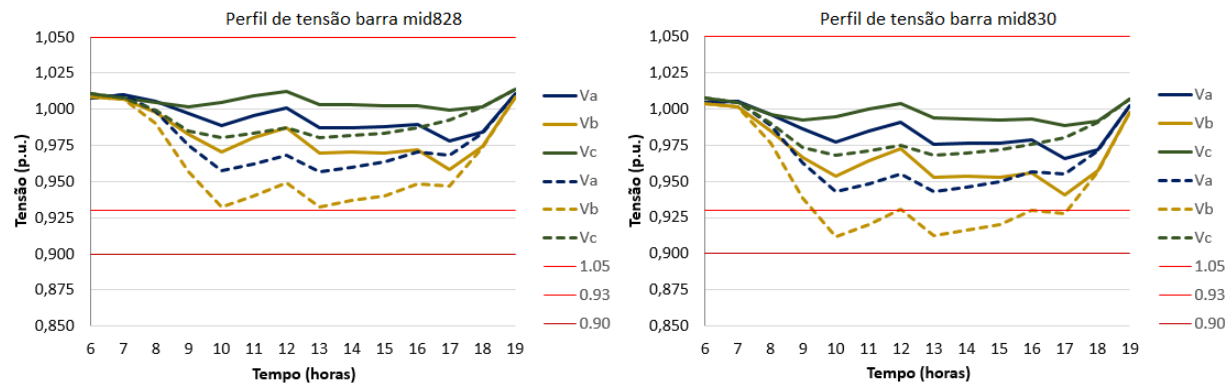


Figura 47: Perfil de tensão nas barras mid828 e mid830 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.

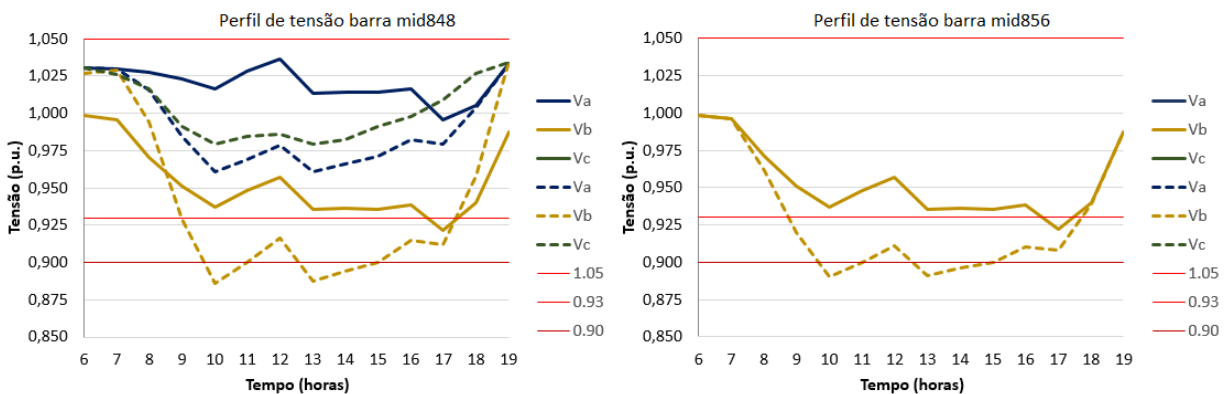


Figura 48: Perfil de tensão nas barras mid848 e mid856 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.

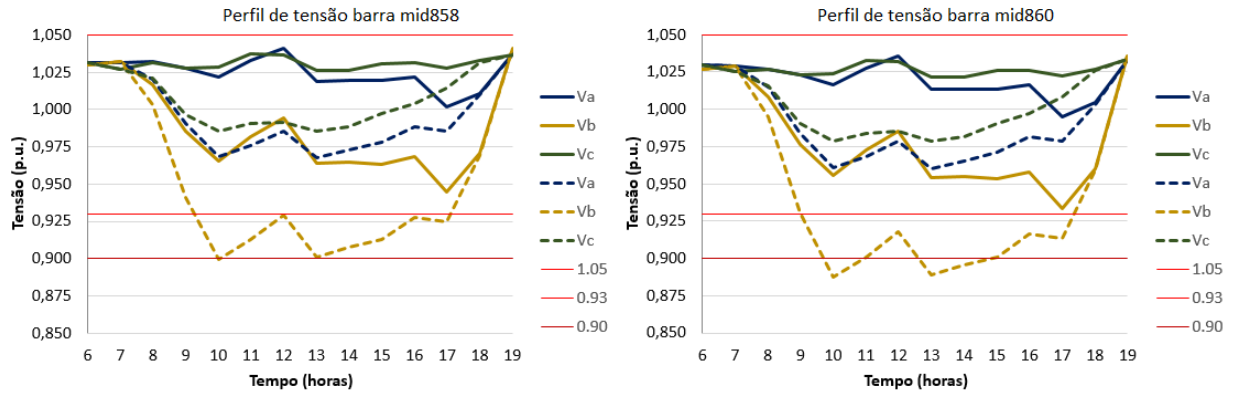


Figura 49: Perfil de tensão nas barras mid858 e mid860 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.

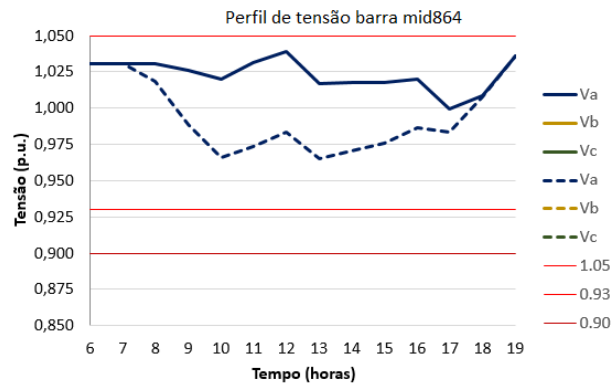


Figura 50: Perfil de tensão na barra mid864 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 1.

B.2 Caso 2 - Geração fotovoltaica de 1000 kW

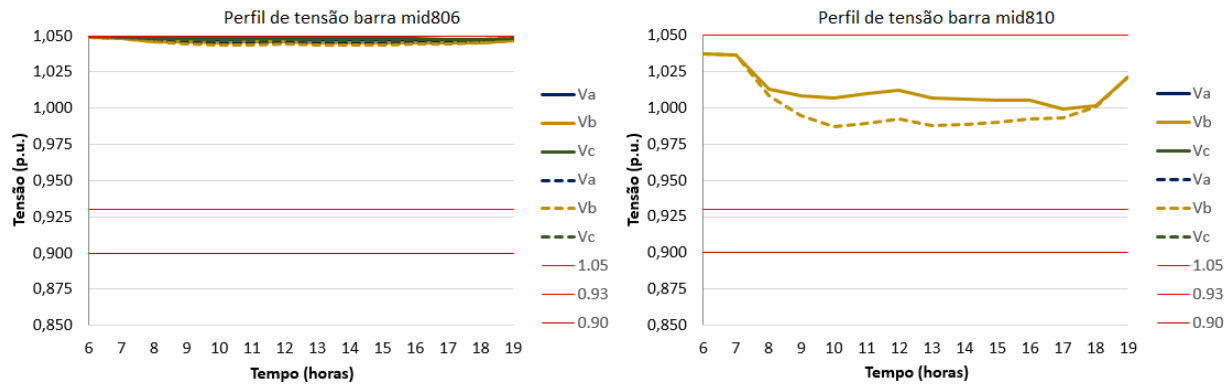


Figura 51: Perfil de tensão nas barras mid806 e mid810 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.

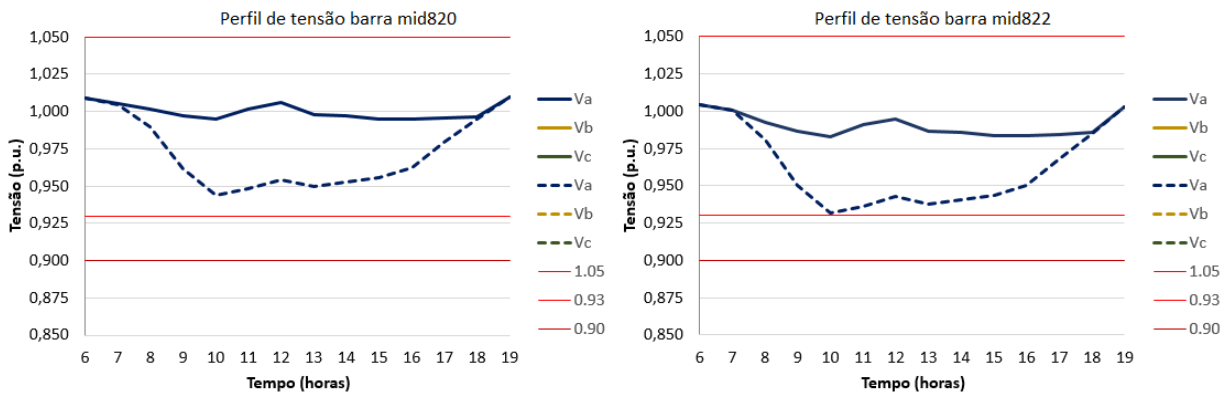


Figura 52: Perfil de tensão nas barras mid820 e mid822 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.

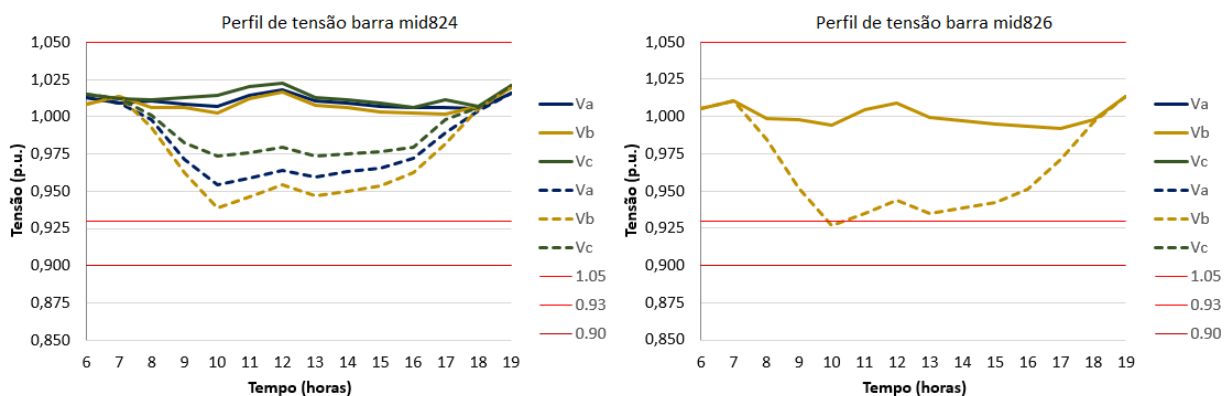


Figura 53: Perfil de tensão nas barras mid824 e mid826 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.

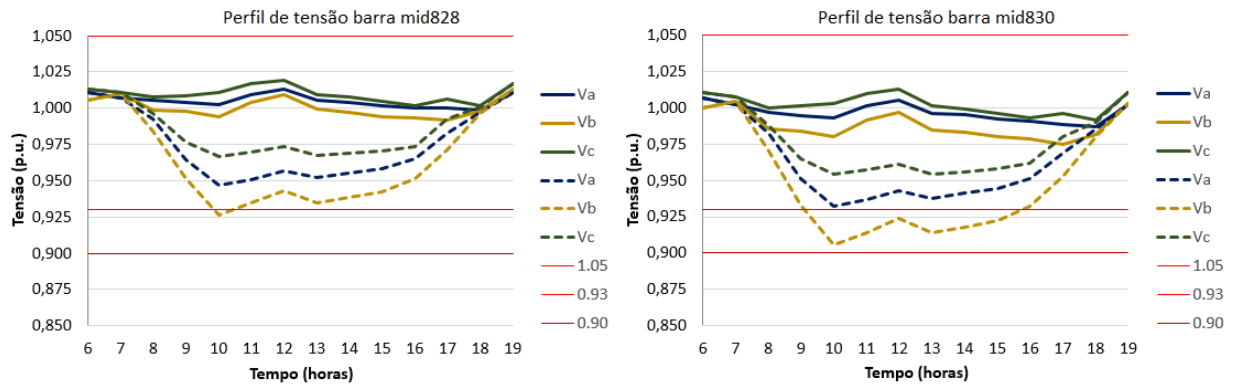


Figura 54: Perfil de tensão nas barras mid828 e mid830 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.

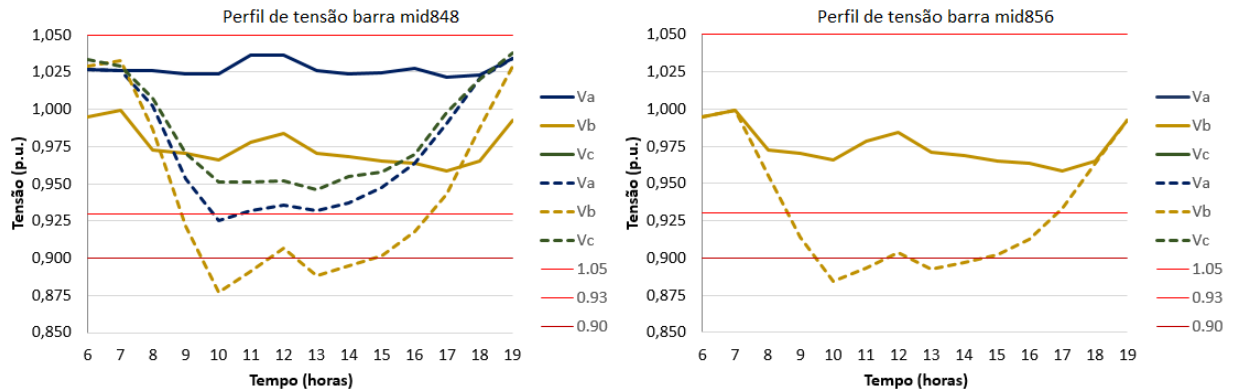


Figura 55: Perfil de tensão nas barras mid848 e mid856 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.

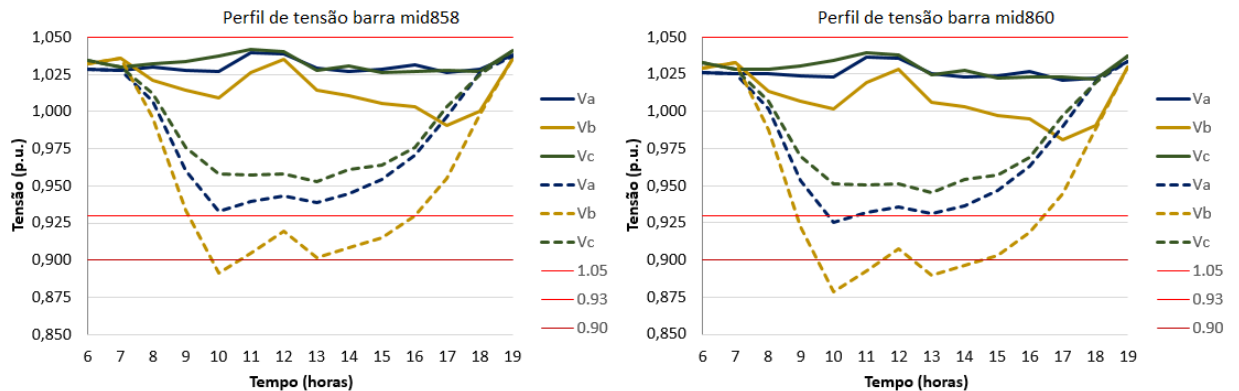


Figura 56: Perfil de tensão nas barras mid858 e mid860 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.

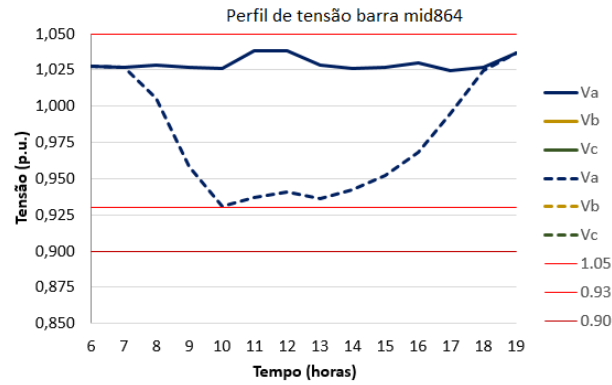


Figura 57: Perfil de tensão na barra mid864 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 2.

B.3 Caso 3 - Geração fotovoltaica de 1500 kW

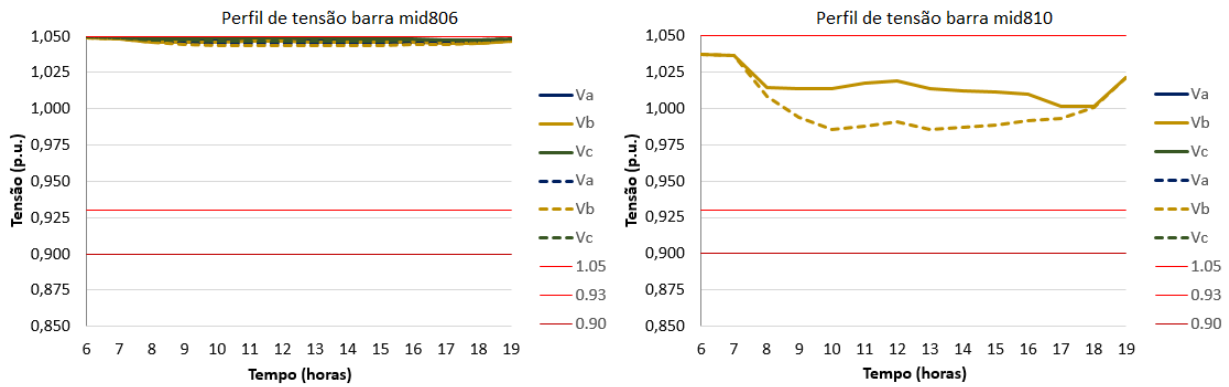


Figura 58: Perfil de tensão nas barras mid806 e mid810 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.

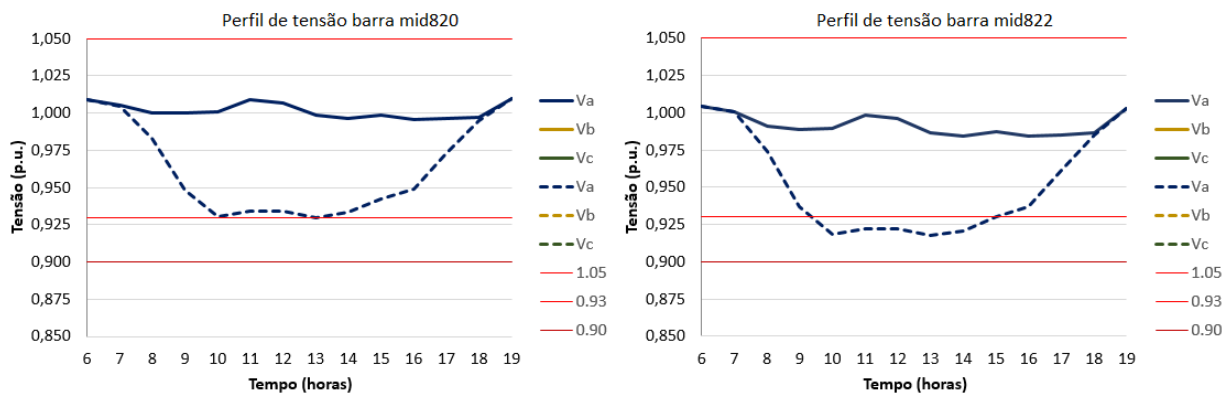


Figura 59: Perfil de tensão nas barras mid820 e mid822 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.

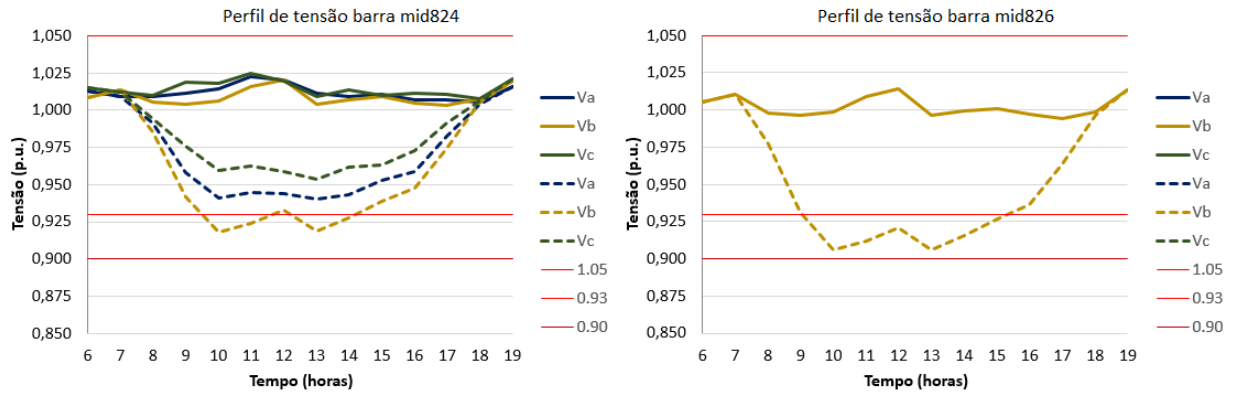


Figura 60: Perfil de tensão nas barras mid824 e mid826 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.

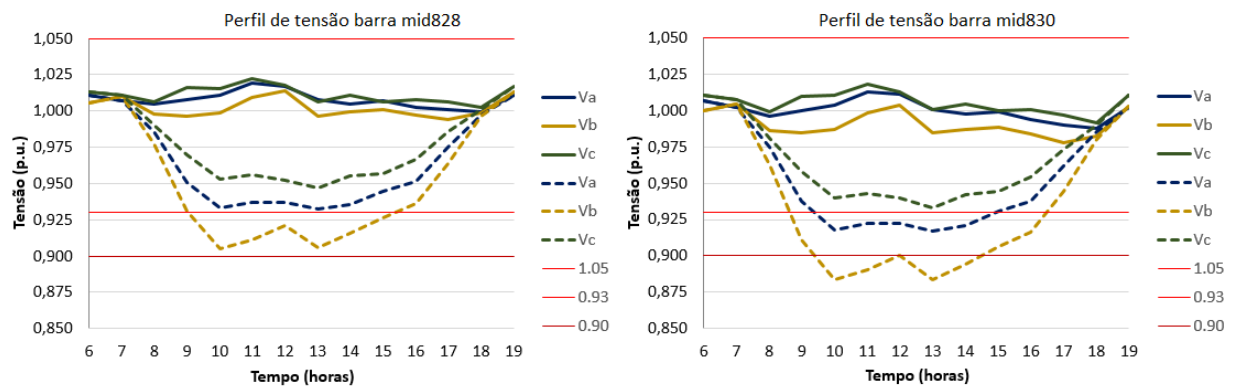


Figura 61: Perfil de tensão nas barras mid828 e mid830 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.

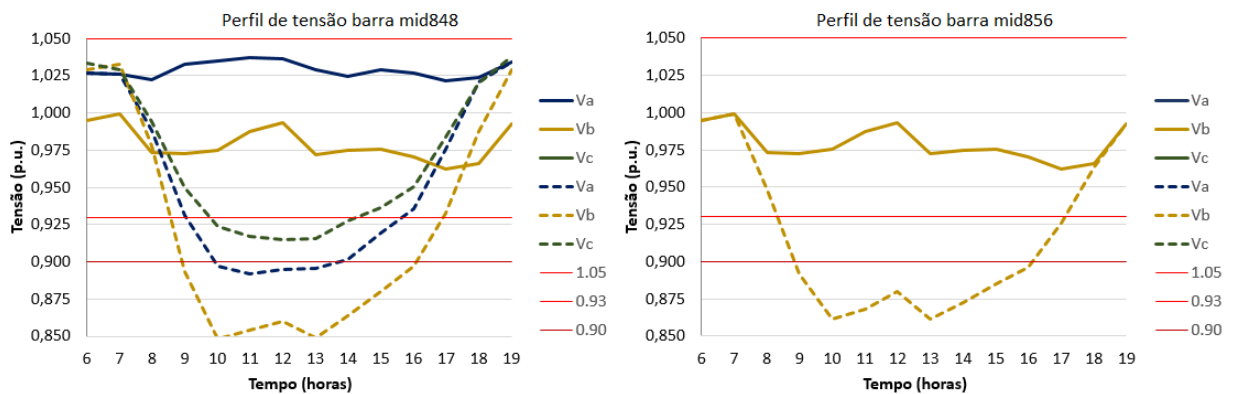


Figura 62: Perfil de tensão nas barras mid848 e mid856 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.

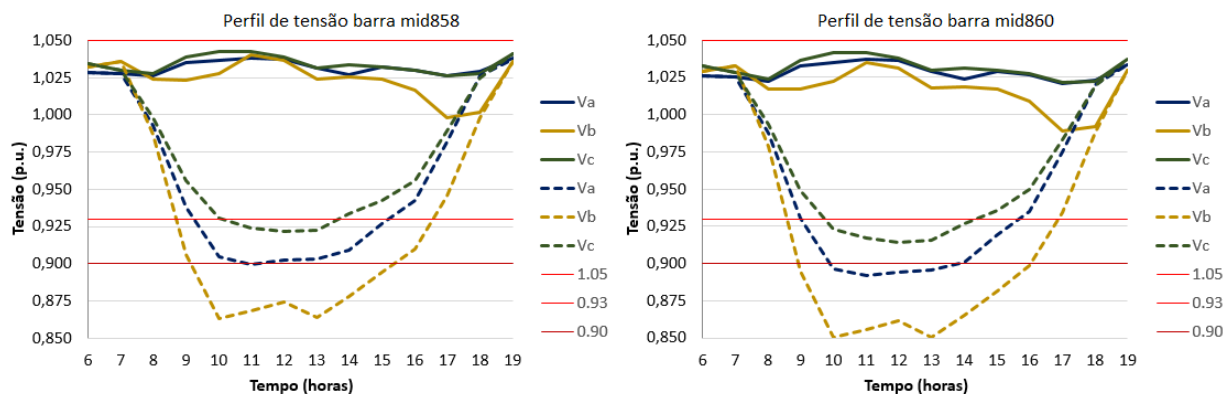


Figura 63: Perfil de tensão nas barras mid858 e mid860 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.

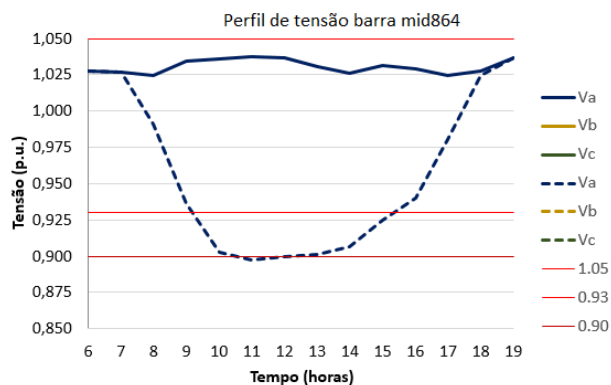


Figura 64: Perfil de tensão na barra mid864 antes e após a atuação da proteção anti-ilhamento - Caso 3.

APÊNDICE C – ESTUDO COMPLEMENTAR: UTILIZAÇÃO DA BATERIA PARA COMPENSAÇÃO DE QUEDAS DE TENSÃO

Com o intuito de entender mais alguns benefícios da utilização de bancos de baterias em uma rede elétrica, decidiu-se realizar uma extensão do que foi apresentado na Seção 4.2. Sendo assim, optou-se por além de utilizar a bateria para compensação de quedas de tensão em dias nublados, utilizá-la para atender a demanda no horário de pico, entre as 17 e 18h. Sendo assim, seguindo o mesmo raciocínio apresentado na Seção 4.2, obtiveram-se as tabelas a seguir.

Tabela 29: Relação dos índices adotados para cada um dos casos em estudo antes da inserção da bateria.

GD Potência (kW)	Bateria Potência (kW)	Desvio Padrão			Mudanças de Taps Reg1			Mudanças de Taps Reg2		
		Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
500	0	0,0193	0,0470	0,0052	26	26	17	19	19	32
1000	0	0,0095	0,0290	0,0064	44	42	23	32	22	39
1500	0	0,0092	0,0287	0,0062	50	52	33	46	28	49

Tabela 30: Relação dos índices adotados para cada um dos casos em estudo após a inserção da bateria.

GD Potência (kW)	Bateria Potência (kW)	Desvio Padrão			Mudanças de Taps Reg1			Mudanças de Taps Reg2		
		Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
500	100	0,0157	0,0428	0,0046	26	26	17	19	19	26
	500	0,0086	0,0311	0,0050	24	26	19	27	21	20
1000	100	0,0071	0,0249	0,0065	40	42	21	32	20	31
	500	0,0059	0,0159	0,0046	30	36	13	24	20	25
	1000	0,0056	0,0131	0,0055	34	36	17	30	22	29
1500	100	0,0073	0,0246	0,0059	46	52	29	44	26	43
	500	0,0063	0,0151	0,0059	34	38	23	36	26	31
	1000	0,0056	0,0116	0,0054	30	34	17	30	22	27
	1500	0,0066	0,0105	0,0061	36	42	21	36	34	37

Tabela 31: Melhora absoluta dos índices adotados para cada um dos casos em estudo após a inserção da bateria.

GD Potência (kW)	Bateria Potência (kW)	% melhora com bateria			% melhora nos taps Reg1			% melhora nos taps Reg2		
		Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
500	100	-0,0036	-0,0042	-0,0007	0	0	0	0	0	-6
	500	-0,0106	-0,0159	-0,0003	-2	0	2	8	2	-12
1000	100	-0,0023	-0,0041	0,0001	-4	0	-2	0	-2	-8
	500	-0,0036	-0,0132	-0,0017	-14	-6	-10	-8	-2	-14
	1000	-0,0039	-0,0160	-0,0008	-10	-6	-6	-2	0	-10
1500	100	-0,0019	-0,0040	-0,0002	-4	0	-4	-2	-2	-6
	500	-0,0029	-0,0135	-0,0003	-16	-14	-10	-10	-2	-18
	1000	-0,0037	-0,0171	-0,0007	-20	-18	-16	-16	-6	-22
	1500	-0,0027	-0,0181	-0,0001	-14	-10	-12	-10	6	-12

Portanto, da Tabela 31 é possível se observar que quando utiliza-se a bateria para também atuar no horário de pico, além de já operar compensando a curva de geração

para um dia nublado, o resultado é ainda é melhor. No entanto, para tal, é preciso que a bateria tenha uma capacidade em torno de 4 vezes maior do que a utilizada na Seção 4.2, ou seja, a capacidade para esse caso deve ser em torno de 4 vezes o valor da potência nominal da bateria. Logo, apesar de ser um resultado interessante, do ponto de vista das melhoras, essa opção encarece ainda mais a solução.

Para esse estudo, utilizou-se a curva representada pela Figura 65. Os valores adotados para o período das 17 às 18h foram os mesmos da potência ativa, em p.u., da curva de carga comercial encontrada na Figura 9.

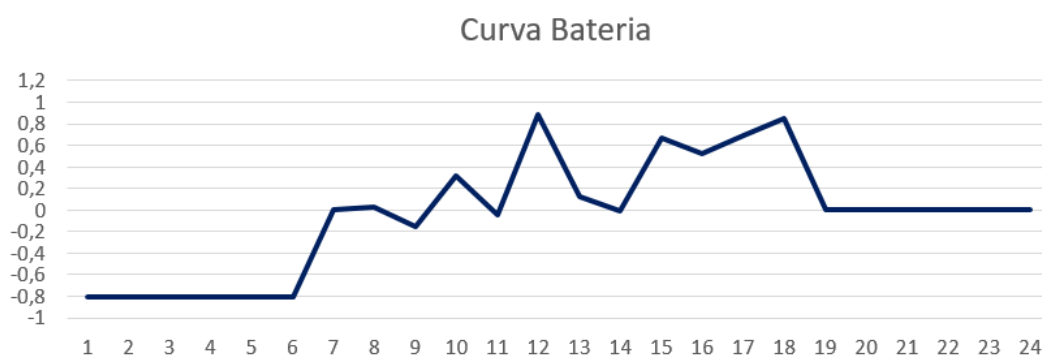


Figura 65: Curva fornecida à bateria para compensar quedas de tensão em dias nublados e em horários de pico.