

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

JOHN WILLIAM NEGREIROS TERRONES

**DESPACHO DE REATIVOS PARA REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE
MÉDIA TENSÃO COM GERADORES FOTOVOLTAICOS**

Ilha Solteira
2017

JOHN WILLIAM NEGREIROS TERRONES

**DESPACHO DE REATIVOS PARA REGULAÇÃO DE TENSÃO EM
REDES DE MÉDIA TENSÃO COM GERADORES FOTOVOLTAICOS**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – UNESP como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Automação.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin

Ilha Solteira
2017

FICHA CATALOGRÁFICA

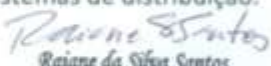
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

N385d Negreiros Terrones, John William.
Despacho de reativos para regulação de tensão em redes de média tensão com geradores fotovoltaicos / John William Negreiros Terrones. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2017
87 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2017

Orientador: Antonio Padilha Feltrin
Inclui bibliografia

1. Geradores fotovoltaicos (GFs). 2. Fluxo de carga (FC). 3. Geração distribuída. 4. Incertezas na geração de energia. 5. Sistemas de distribuição.


Raiane da Silva Santos
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação
Unidade Técnica de Referência, Atendimento ao Usuário e Documentação
Supervisor Técnico de Seção
CRB 016-00001

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Despacho de reativos para regulação de tensão em redes de média tensão com geradores fotovoltaicos

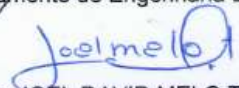
AUTOR: JOHN WILLIAM NEGREIROS TERRONES

ORIENTADOR: ANTONIO PADILHA FELTRIN

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: AUTOMAÇÃO pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. JONATAS BOAS LEITE
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. JOEL DAVID MELO TRUJILLO
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal do ABC

Ilha Solteira, 06 de setembro de 2017

DEDICO

Dedico este trabalho aos meus pais e filhas pelo amor e apoio da distância nesta etapa. Aos meus amigos que sempre acreditaram e acreditam em mim. A todos os professores que contribuíram para a minha formação e que acreditaram no meu potencial intelectual. E por fim, agradeço ao meu orientador que me forneceu grandes conhecimentos e ensinamentos, que teve muita paciência e humildade durante esse período de estudos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a meus pais Eulalio e Angela, pela comunicação constante, força, afeto a minha família e por acreditarem em mim. A meus irmãos e filhos Aaron, Nicol, Shaiel e Aileen, pelo amor, gratos momentos ainda à distância e apoio incondicional, para que eu chegasse e concluísse mais esta etapa da minha vida.

Agradecimentos especiais, ao professor Antonio Padilha pela orientação e dedicação, pela confiança e apoio no período desta pesquisa, e ao professor Rubén Romero Lazaro e sua família por sua ajuda e amizade desde minha chegada ao Brasil.

Todos os amigos e colegas do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica – LAPSEE.

Aos docentes e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica e da seção de pós-graduação da FEIS/UNESP que, direta ou indiretamente, colaboraram para a realização deste trabalho.

A CAPES – Coordenação de aperfeiçoamento de pessoal de nível superior, pelo apoio financeiro através da bolsa de mestrado para o desenvolvimento deste projeto.

“Uma pessoa que nunca cometeu um erro nunca tenta nada novo”. **Albert Einstein.**

RESUMO

Neste trabalho, propõe-se uma metodologia baseada nas incertezas da radiação solar para prever o despacho de demanda e reativos nos sistemas de distribuição radial com geradores fotovoltaicos (GFs). O objetivo dessa metodologia é melhorar o perfil da magnitude de tensão para o dia seguinte, sujeito a certas restrições operativas do sistema elétrico de distribuição. No desenvolvimento dos algoritmos de solução são considerados geradores distribuídos que têm forte dependência das variações da fonte primária de energia (principalmente sistemas fotovoltaicos), ou seja, os limites de injeção de potência dos GFs dependem das incertezas da radiação solar. Este grupo de geradores precisa de considerações que incluam as incertezas na geração de energia. Para isso, elaboram-se cenários de radiação baseado na função de distribuição de probabilidade beta. Assim, são realizados fluxos de potência probabilísticos em múltiplos cenários. Leva-se em consideração, os objetivos a serem otimizados por meio de técnicas multiobjetivo, observando principalmente, os desvios da tensão nos nós e as perdas de potência nas linhas do sistema. A metodologia proposta foi implementada em linguagem de modelagem algébrica com o AMPL para descrever o problema de otimização e resolvido usando o *solver* comercial CPLEX. Os sistemas testes de 34 e 123 nós foram utilizados para avaliar os modelos matemáticos e a eficiência da técnica de solução proposta para o problema de controle dos sistemas de distribuição radiais com GFs.

Palavras-chave: Geradores fotovoltaicos (GFs). Fluxo de carga (FC). Geração distribuída. Incertezas na geração de energia. Sistemas de distribuição.

ABSTRACT

This work presents a methodology based on uncertainties of solar radiation to predict demand and reactive dispatch in the radial distribution systems with photovoltaic generators (GFs). The objective is to improve the voltage magnitude profile for a day ahead, subjecting to operation constraints of distribution system. In order to evaluate the optimization criteria for distribution networks, active power balance equations have to be solved. It is considered that distributed generators have a high coherence to variations of the primary energy source (mainly photovoltaic systems), where, the power injection limits of the GFs depend on the uncertainties of the solar radiation. Uncertainties in generation are needed to be considered for this type of generator. Thus, the beta probability distribution function has been employed to include different radiation scenarios in the problem formulation. The aim of this research evolves the development of an optimization tool to predict the reactive power dispatch of GFs considering the uncertainties of solar radiation. For this purpose, the probabilistic power flow is performed under various scenarios. The Multiobjective optimization problem is formulated by including the buses (nodes) voltage deviations and the power losses of distribution lines in two different objective functions. The proposed methodology was implemented in AMPL mathematical model language and solved using the commercial CPLEX solver. The 34 and 123 nodes test systems are applied to show efficiency of presented mathematical models, *i.e.* control of radial distribution systems with GFs, and the proposed solution method.

Keywords: Photovoltaic generators. Load flow. Distributed generation. Uncertainties in generation. Distribution systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Classificação normalizada da tensão de atendimento.	20
Figura 2 - Sistema de geração fotovoltaica de energia elétrica.	21
Figura 3 - Curva de geração fotovoltaica por radiação solar.	21
Figura 4 - Curva de carga.	22
Figura 5 - Curva de carga residencial a cada 30 min.	23
Figura 6 - Sistema de distribuição de três nós.	24
Figura 7 - Ciclos de controle	26
Figura 8 - Instalação do GF.	27
Figura 9 - Linha <i>ij</i> com OLTC.	28
Figura 10 - Sistema de distribuição com GFs.	30
Figura 11 - Curva de capacidade dos GFs.	30
Figura 12 - Curva de geração fotovoltaica por radiação solar dos GFs	31
Figura 13 - Pontos da curva de capacidade de um GF para linearização.	35
Figura 14 - Fluxograma da metodologia desenvolvida.	40
Figura 15 - Dados de entrada de carga ou geração fotovoltaica.	41
Figura 16 - Curvas de valores médios de entrada	41
Figura 17 - Cénários do ponto de operação.	42
Figura 18 - Curva da função de distribuição normal	43
Figura 19 - Curva da carga residencial com 10 cenários	43
Figura 20 - Curvas da função de densidade de distribuição Beta	44
Figura 21 - Curvas da geração fotovoltaica em M cenários.	45
Figura 22 - Curvas do cenário real a cada 10 minutos	48
Figura 23 - Sistema teste de 34 nós	49
Figura 24 - Níveis da tensão do sistema de 34 nós as 24 horas	49
Figura 25 - Variação da tensão nos nós dos GFs.	50
Figura 26 - Variação da tensão máxima e mínima do dia.	51
Figura 27 - Mudança do <i>Tap</i> durante o dia.	52
Figura 28 - Variação da tensão durante o dia.	52
Figura 29 - Variação da tensão no nós dos GFs.	53
Figura 30 - Variação da tensão máxima e mínima no dia.	54
Figura 31 - Desvio da tensão do sistema durante o dia.	54

Figura 32 - Injeção de Potência reativa dos GFs no dia.	55
Figura 33 - Variação da tensão durante o dia.	56
Figura 34 - Variação da tensão no nós dos GFs.	57
Figura 35 - Variação da tensão máxima e mínima no dia.	58
Figura 36 - Desvio da tensão do sistema durante o dia.	58
Figura 37 - Mudança do <i>tap</i> durante o dia.	59
Figura 38 - Injeção de Potência reativa dos GFs no dia.	59
Figura 39 - Variação da tensão durante o dia.	61
Figura 40 - Variação da tensão no nós dos GFs.	62
Figura 41 - Variação da tensão máxima e mínima do dia.	62
Figura 42 - Desvio da tensão do sistema no dia.	63
Figura 43 - Sistema teste de 123 nós.	64
Figura 44 - Níveis da tensão do sistema 123 nós para 24 horas.	64
Figura 45 - Variação da tensão no nós dos GFs.	65
Figura 46 - Variação da tensão máxima e mínima no dia.	66
Figura 47 - Mudança do <i>Tap</i> durante o dia.	66
Figura 48 - Variação da tensão no dia.	67
Figura 49 - Variação da tensão no nós dos GFs.	68
Figura 50 - Variação da tensão máxima e mínima no dia.	69
Figura 51 - Desvio da tensão do sistema durante o dia.	69
Figura 52 - Injeção de Potência reativa dos GFs no dia.	70
Figura 53 - Variação da tensão durante o dia.	71
Figura 54 - Variação da tensão no nós dos GFs.	72
Figura 55 - Variação da tensão máxima e mínima no dia.	73
Figura 56 - Desvio da tensão do sistema no dia.	73
Figura 57 - Mudança do <i>Tap</i> durante o dia.	74
Figura 58 - Injeção de Potência reativa dos GFs no dia.	74
Figura 59 - Variação da tensão durante o dia.	76
Figura 60 - Variação da tensão no nós dos GFs.	77
Figura 61 - Variação da tensão máxima e mínima no dia.	77
Figura 62 - Desvio da tensão do sistema no dia.	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 KV e inferior a 69 KV (regime permante).....	19
Tabela 2 - Dados do sistema de 34 nós.....	84
Tabela 3 - Dados de sistema de 123 nós.....	85

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AMPL	<i>A Mathematical Programming Language.</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
FC	Fluxo de Carga.
GD	Geração Distribuída
GF	Geradores Fotovoltaicos.
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers.</i>
LAPSSE	Laboratório de Planejamento de Sistema de Energia Elétrica.
OLTC	<i>On-Load Tap-changer.</i>
PF	Painéis Fotovoltaicos.
PL	Programação Linear.
PNL	Programação Não Linear.
PORP	Ponto de Operação em Regime Permanente.
POSD	Planejamento da Operação dos SDEE.
RT	Regulador de Tensão.
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.
TA	Tensão de Atendimento.
TC	Tensão Contratada.
TL	Tensão de Leitura.
TN	Tensão Nominal.
UNESP	Universidade Estadual Paulista.

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos:

Ω_d	Conjunto de níveis de demanda.
Ω_b ,	Conjunto de nós.
Ω_l	Conjunto de linhas.
Ω_{rt}	Conjunto de reguladores de tensão ou OLTC.
Ω_{gf}	Conjunto de geradores fotovoltaicos
Ω_M	Conjunto de incertezas

Funções:

$N(\bar{P}_{i,d}^D, \sigma) = fnormal(P_{i,d,m}^D)$	Função de distribuição da probabilidade normal.
$fbeta(\alpha_{n,d}, \beta_{n,d})$	Função de distribuição da probabilidade Beta.

Constantes:

C_d^{ls}	Constante do peso para as perdas.
C_d^{DV}	Constante do peso para os desvios de tensão.
T_c	Ciclo de controle dos equipamentos de regulação.
T_σ	Ciclo de ação dos equipamentos de regulação.
n_b	Número de nós.
n_l	Número de linhas.
n_d	Número de demandas no dia.
n_m	Número de incertezas.
$P_{i,d}^D$	Demanda de potência ativa no nó i no nível de demanda d (kW).
$\bar{P}_{i,d}^D$	Demanda média de potência ativa (kW).
$Q_{i,d}^D$	Demanda de potência reativa no nó i no nível de demanda d (kVAr).
$\bar{Q}_{i,d}^D$	Demanda média de potência reativa (kVAr).
S_i^{gfInst}	Potência instalada do gerador fotovoltaico no nó i (kVA).
S_i^{gfmax}	Potência máxima do gerador fotovoltaico no nó i (kVA).
$\bar{S}_{i,d}^{gf}$	Potência média do gerador fotovoltaico no nó i na demanda d (kVA).
S_i^{gf}	Potência do gerador fotovoltaico por radiação no nó i (kVA).
$P_{i,d}^{gf}$	Potência ativa do gerador fotovoltaico i no nível de demanda d (kW).
$Q_{i,d}^{gf,x}$	Potência reativa do GF i no ponto da operação x (kVAr).
$Q_{i,d}^{gf,min}$	Potência reativa do GF i no ponto mínimo (kVAr).

$Q_{i,d}^{gf,max}$	Potência reativa do GF i no ponto máximo (kVAR).
R_{ij}	Resistência do circuito ij (Ω).
X_{ij}	Reatância do circuito ij (Ω).
Z_{ij}	Impedância do circuito ij (Ω).
V_{nom}	Magnitude da tensão nominal (kV).
V_{min}	Magnitude mínima de tensão (kV).
V_{max}	Magnitude máxima de tensão (kV).
$R_{ij}\%$	Porcentagem de regulação do regulador de tensão no circuito ij .
$\bar{n}t_{ij}$	Número máximo de passos do regulador de tensão no circuito ij .
$Ntapmax$	Número máximo de movimentos do tap no dia.
\bar{I}_{ij}	Magnitude máxima do fluxo de corrente no circuito ij (A).

Variáveis:

$P_{i,d}^s$	Fluxo de potência ativa gerada pela subestação no nó i , no nível de demanda d (kW).
$Q_{i,d}^s$	Fluxo de potência reativa gerada pela subestação no nó i , no nível de demanda d (kVAR).
$P_{ij,d}$	Fluxo de potência ativa no circuito ij , no nível de demanda d (kW).
$Q_{ij,d}$	Fluxo de potência reativa no circuito ij , no nível de demanda d (kVAR).
$I_{ij,d}$	Magnitude do fluxo de corrente no circuito ij , no nível de demanda d (A).
$Q_{i,d}^{gf}$	Fluxo de potência reativa dos GFs no circuito i , no nível de demanda d (kVAR).
$V_{i,d}$	Magnitude de tensão no nó i , no nível de demanda d (kV).
$\tilde{V}_{j,d}$	Magnitude de tensão não regulada no nó j , no nível de demanda d (kV).
$t_{ij,d}$	Tap do regulador de tensão instalado no circuito ij , no nível de demanda d .
$nt_{ij,d}$	Número inteiro de passos do tap do regulador de tensão conectado ao circuito ij no nível de demanda d .
$DV_{i,d}$	Desvio da tensão no nó i no nível de demanda d .
DT_{ij}^{rt}	Número de desvio do tap no OLTC (ij) durante o dia.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	OBJETIVO DO TRABALHO.....	16
1.1.1	Objetivo secundário do trabalho	16
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	17
2	CONCEITOS PARA FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	18
2.1	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	20
2.2	CURVA DE CARGA.....	21
2.2.1	Tipos de curvas de demanda	22
2.3	PONTO DE OPERAÇÃO EM REGIME PERMANENTE DE UM SDEE RADIAL.....	23
2.4	DISPOSITIVOS DE REGULAÇÃO DE TENSÃO.....	25
2.4.1	Ciclo de controle dos dispositivos de regulação	26
3	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO CONTROLE VOLT/VAR	27
3.1	O PROBLEMA NÃO LINEAR DO CONTROLE DE VOLT/VAR.....	28
3.1.1	Modelo matemático para a operação dos OLTCs	28
3.1.2	Modelo matemático para a operação dos GFs	30
3.1.3	Modelagem não linear para o problema do controle de Volt/VAr	32
3.2	O PROBLEMA LINEAR DO CONTROLE DE VOLT/VAR.....	33
3.2.1	Modelagem linear para a operação dos OLTCs	34
3.2.2	Modelagem linear para operação dos GFs	34
3.2.3	Modelagem linear para o problema do controle de Volt/VAr	36
4	METODOLOGIA PROPOSTA: FORMULAÇÃO MATEMÁTICA PARA PREDIÇÃO DO DESPACHO DE REATIVOS PARA O CONTROLE VOLT/VAR	39
4.1	MÉTODO DETERMINÍSTICO PARA PREDIÇÃO DE DESPACHO DE REATIVOS PELOS GFS.....	40
4.2	MÉTODO ESTOCÁSTICO PARA PREDIÇÃO DO DESPACHO DE REATIVOS PELOS GFS.....	42
4.2.1	Modelo estocástico para curvas de carga	42
4.2.2	Modelo estocástico para curvas de geração fotovoltaica	44
4.2.3	Modelo estocástico para o controle de Volt/VAr	45
5	TESTES E RESULTADOS	48

5.1	SISTEMA ANALISADO DE 34 NÓS.....	49
5.1.1	Caso 1 sistema de 34 nós com GFs-não reguláveis / tap- regulável.	51
5.1.2	Caso 2 sistema de 34 nós com GFs- reguláveis / tap não regulável.	54
5.1.3	Caso 3 sistema de 34 nós com GFs - reguláveis / tap-regulável.....	59
5.2	SISTEMA ANALISADO DE 123 NÓS.....	63
5.2.1	Caso 1 sistema de 123 nós com GFs-não reguláveis / tap- regulável.	66
5.2.2	Caso 2 sistema de 123 nós com GFs- reguláveis / tap não regulável.....	70
5.2.3	Caso 3 sistema de 123 nós com GFs - reguláveis / tap-regulável.....	74
6	CONCLUSÕES	79
	REFERÊNCIAS	81
	ANEXO A - ALIMENTADOR DE 34 NÓS.....	84
	ANEXO B - ALIMENTADOR DE 123 NÓS.....	85

1 INTRODUÇÃO

O aumento significativo na geração distribuída (GD) renovável, principalmente a GF, apresenta desafios operacionais para os operadores ou planejadores das redes de distribuição. Neste estudo, é apresentado um sistema de gestão para redes de distribuição baseado-se no risco probabilístico a fim de minimizar os desvios da tensão enquanto controla a potência reativa injetada pela GD, que neste trabalho será por GFs.

Neste estudo, apresenta-se o despacho da geração de potência reativa dos GFs para o dia seguinte. Mantendo um ciclo de despacho (T_c) constante para os dispositivos de controle da tensão e considerando o ponto de operação (T_σ), desta forma, espera-se minimizar os desvios de tensão nos nós. A metodologia é abordada de forma estocástica sendo comparada com a metodologia determinística com base no fluxo de potência ótimo. Os parâmetros obtidos com os métodos de predição devem satisfazer os limites de desvio da tensão em T_σ analisado.

1.1 OBJETIVO DO TRABALHO

O problema abordado neste trabalho define os parâmetros de controle para o dia seguinte minimizando, assim, as variações de tensão através da predição do despacho ótimo de potência reativa injetada pelos GFs.

1.1.1 Objetivo secundário do trabalho

- Preparar cenários de perfis de demanda típicos.
- Preparar cenários de perfis de geração pelo GFs baseados nas incertezas da radiação solar.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

A organização do trabalho é apresentada a seguir.

No capítulo 1 foi apresentada o objetivo do trabalho para o despacho ótimo de potência reativa pelos GFs em sistemas de distribuição radiais.

No Capítulo 2 são descritos os conceitos para a formulação do problema como: conceitos básicos de sistemas com GD, limites de tensão, demandas típicas, geração fotovoltaica, ponto de operação em regime permanente do SDEE e dispositivos de controle Volt/VAr.

No Capítulo 3 mostram-se os modelos matemáticos elaborados para os dispositivos de controle Volt/VAr baseado no fluxo de carga ótimo em SDEE radiais com GFs.

No Capítulo 4 descrevem-se a metodologia proposta e os modelos matemáticos para resolver o problema do despacho de injeção de reativos pelos GFs, baseados nas incertezas de radiação solar e ponto de operação ótimo em SDEE.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos pela metodologia utilizada para o despacho de potência reativa dos GFs nos SDEE, usando os sistemas testes radiais de 34 e 123 nós.

No Capítulo 6 são expostos os comentários e as conclusões deste trabalho que são seguidos, respectivamente, pelas referências e pelos anexos com os dados do sistema elétrico de teste elaborados pelo IEEE.

2 CONCEITOS PARA FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Neste capítulo são apresentados os conceitos para o despacho de injeção de reativos feita pelos GFs para o controle dos dispositivos de regulação de tensão, assim os conceitos básicos de sistemas com GD, limites de tensão, demandas típicas, geração fotovoltaica, ponto de operação em regime permanente do SDEE e dispositivos de controle Volt/VAr são desenvolvidos.

Como descrevem Meneses Cruz (2016), Ferreira do Prado (2013), Nery Padilha (2010), Rueda Medina (2012) e Viawan (2008) a inserção de unidades de GD em redes de distribuição, até então conhecidas como redes passivas, acarretam diversos impactos técnicos, alguns podendo ser benéficos enquanto outros prejudiciais, afetando condições operacionais do sistema. Então, pode-se dizer que os sistemas passivos se transformam em sistemas elétricos ativos. Neste caso, as práticas e processos que incluem o planejamento da expansão futura e/ou recondicionamento das redes de distribuição, bem como sua operação segura e eficiente, são afetados com a inserção de GD. Desta maneira, para analisar a inserção de unidades de GD em sistemas elétricos de distribuição, é necessário resolver as equações de fluxo de carga, a fim de se avaliar o desempenho da rede em relação dos perfis de tensão.

A presença de GD pode afetar o sistema de distribuição de modo a:

- Aumentar o nível de curto-circuito, fazendo-se necessário a inclusão de reforços na proteção do sistema elétrico;
- Requerer adaptação das práticas de proteção com a finalidade de prover adequada proteção aos GDs e ao sistema associado contra condições anormais incluindo falhas e ilhamento;
- Introduzir harmônicos na tensão ou na corrente;
- Introduzir problemas relacionados à estabilidade e confiabilidade;
- Alterar as perdas do sistema;
- Causar flutuações de tensão e;
- Interferir com os mecanismos de controle da magnitude de tensão de sistemas de distribuição.

Dentre os impactos citados, os dois últimos são propostos para serem analisados neste estudo. Desta forma, para a solução do problema, pretende-se usar como função objetivo a minimização dos desvios de tensão. Essa função também está sujeita às restrições físicas tais como o limite de fluxo de carga nos ramos e o limite da capacidade das unidades de GD. As restrições operacionais, como as equações que satisfazem as leis de corrente e tensão de Kirchhoff, os limites de tensão nos nós, também compõem a modelagem problema, bem como, o número máximo de alterações do *tap* da subestação e a potência máxima injetada nas unidades de GD. As unidades de geração analisadas são conhecidas como geradores fotovoltaicos (GFs).

Para minimizar os desvios de tensão, os limites máximos e mínimos dos níveis de tensões normalizadas são considerados. No caso do Brasil, esses níveis são correspondentes aos valores da Tabela 1 e estão de acordo com a resolução Nº 505 de 26 de novembro de 2001 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) atualizada pela Resolução Normativa nº 728/2016 (PRODIST-ANEEL, 2017), que sintetiza a classificação das faixas de tensão para níveis de tensões entre 1 kV e 69 kV.

Esta resolução determina que o sistema elétrico deve atender aos níveis pré-estabelecido de tensão de energia elétrica em regime permanente. Os sistemas elétricos devem ser fiscalizados estando sujeitos a multa.

Tabela 1 - Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 KV e inferior a 69 KV (regime permante).

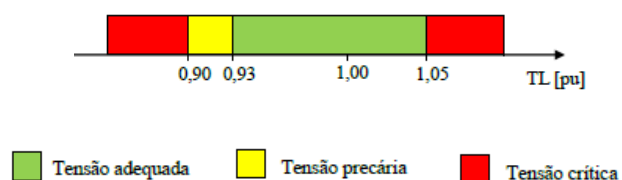
Classificação da Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,93 TC \leq TL \leq 1,04 TC$
Precária	$0,90 TC \leq TL < 0,93 TC$ ou $1,04 TC < TL \leq 1,05 TC$
Crítica	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,05 TC$

Fonte: (PRODIST-ANEEL, 2017)

Desta forma, pode-se definir como níveis operativos os valores de tensão compreendidos apenas pela faixa adequada. As faixas de tensão precárias e críticas são designadas como níveis não operativos.

Observa-se na Figura 1 que os aumentos dos níveis de tensões são mais preocupantes que as reduções dos níveis de tensões pois toda energia gerada e não consumida pode ser redirecionada de volta para a subestação, ratificando novamente o fluxo reverso. Isto sugere que o aumento de tensão durante os períodos de mínima demanda seja um dos fatores limitantes da quantidade de GD e da injeção de potência ativa pelos GD.

Figura 1 - Classificação normalizada da tensão de atendimento.



2.1 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.

Os painéis fotovoltaicos (PF) podem converter diretamente a radiação solar em energia elétrica, por meios de materiais semicondutores, sem qualquer motor mecânico ou térmico. Entre os fenômenos físicos presentes na conversão, destacam-se os efeitos termoelétrico e fotovoltaico.

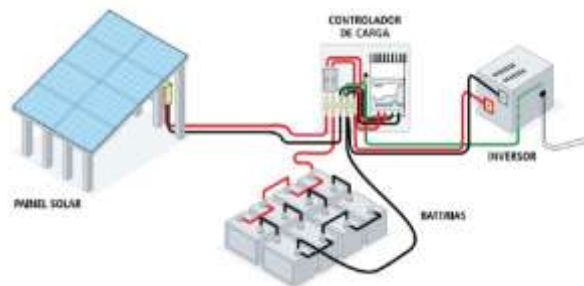
Sistemas fotovoltaicos têm sido utilizados como fonte de energia para pequenas aplicações, como calculadoras e relógios, para bombeamento de água, edifícios remotos, comunicações, satélites e veículos espaciais, também como para as usinas em escala megawatt.

A implementação dos PF é favorecida pela disponibilidade da luz solar, ciclo de vida longo, alta modularidade e mobilidade, fácil manutenção (já que não há partes móveis), baixo custo de operação, tecnologia ecologicamente amigável, a capacidade para aplicação *off-grid* e curto tempo para o projeto e instalação. As entidades governamentais brasileiras incentivam as instalações de PFs ou compensação no consumo, os quais podem ser conectadas diretamente na rede conforme a resolução normativa (RN 687-ANNEEL, 2016).

A Figura 2 ilustra a representação de um sistema fotovoltaico, composto por painel solar, baterias, controlador de carga e inversor de frequência. O sistema fotovoltaico transforma a radiação solar em energia elétrica, de acordo

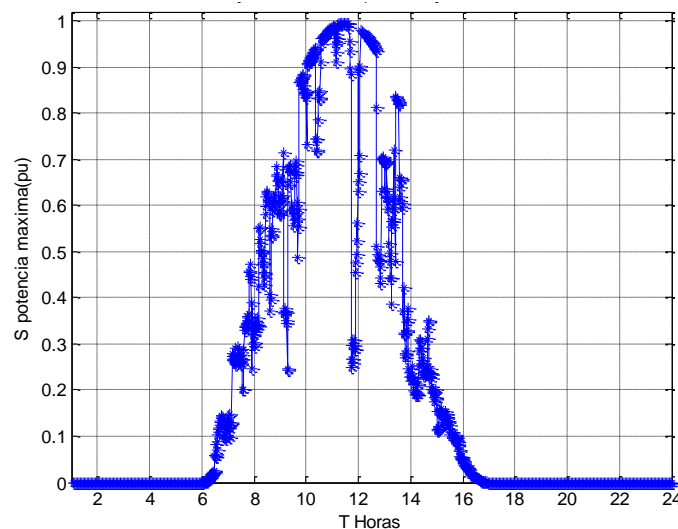
com a incidência do sol sobre a superfície dos PFs, como é mostrado na Figura 3. No trabalho desenvolvido por (Richardson & Thomson, 2011), mostra-se a construção de um modelo integrado de geração fotovoltaica que fornece dados com uma resolução de tempo em minuto. A partir desse modelo, é construída uma base de dados da geração fotovoltaica para cada SDEE neste trabalho.

Figura 2 - Sistema de geração fotovoltaica de energia elétrica



Fonte: Adaptado de Cresesb (2017)

Figura 3 - Curva de geração fotovoltaica por radiação solar



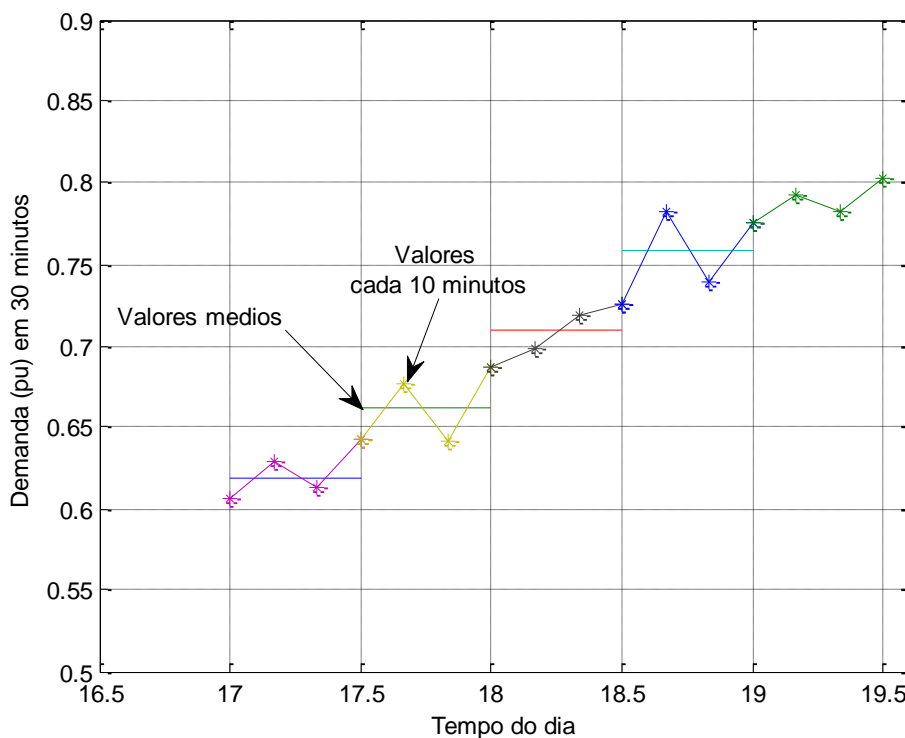
Fonte: Elaboração própria do autor.

2.2 CURVA DE CARGA

Quando os valores de potência (ativa ou reativa) consumidos são registrados em um gráfico de função, de minutos ou horas do dia, obtêm-se uma típica curva de carga diária (curva de demanda), como é mostrado na Figura 4. As informações registradas a cada 10 minutos mostram que os dados

obtidos dependem dos dispositivos de medição instalados no sistema de distribuição.

Figura 4 - Curva de carga



Fonte: Elaboração própria do autor.

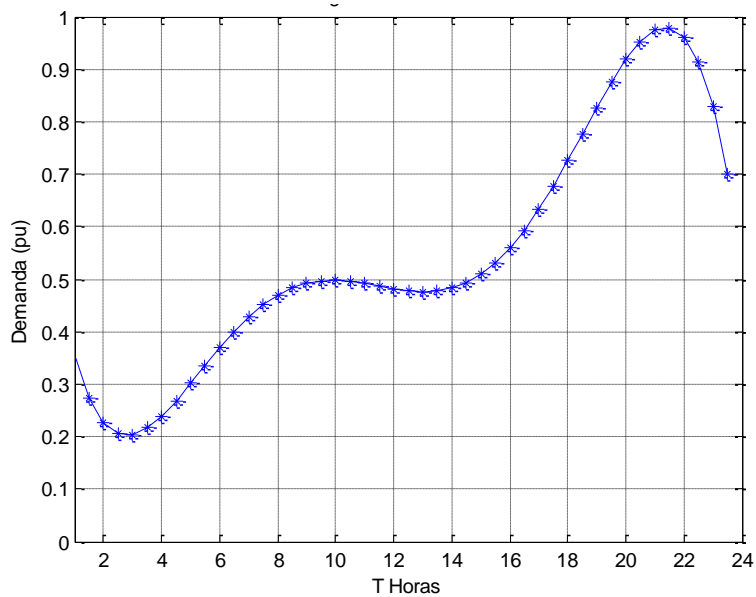
2.2.1 Tipos de curvas de demanda

Como descrevem Krishnappa (2008) e Padilha (2010), as curvas de carga apresentam-se diferentes dependendo do uso da energia elétrica realizado pelo consumidor. Assim, muitas vezes os consumidores são classificados em: industrial, comercial, residencial, rural, serviço público e iluminação pública.

As cargas ativa e reativa utilizadas no sistema em estudo são consideradas como sendo de consumidores residenciais e são modeladas como potências constantes a partir de padrões da curva de demanda. Na Figura 5 é apresentada um padrão de curva de carga residencial obtido através dos dados de medição disponibilizados em Padilha (2010). As medidas dos valores estão por unidade (pu) sendo a base das potências apresentadas para

o problema do estudo. Destaca-se que os padrões de consumo são considerados para potência ativa e reativa.

Figura 5 - Curva de carga residencial a cada 30min



Fonte: Adaptado de Padilha, (2010).

2.3 PONTO DE OPERAÇÃO EM REGIME PERMANENTE DE UM SDEE RADIAL

Para o desenvolvimento deste trabalho, o estudo de fluxo de carga (FC) é essencial. Geralmente o FC é modelado por expressões lineares e um ponto de operação em regime permanente (PORP) do sistema de distribuição de energia elétrica radial. O problema do FC pode ser solucionado conforme as formulações em Gonçalves (2013).

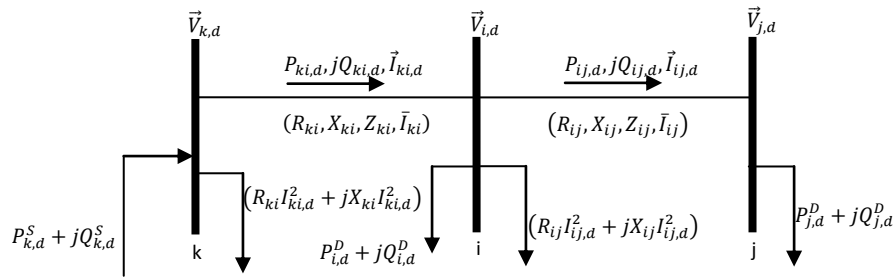
Na representação do funcionamento em regime permanente de um SDDE, são feitas as seguintes hipóteses, comumente usadas nos programas de FC por varredura:

- As demandas das cargas no sistema de distribuição são representadas como potências ativas e reativas constantes;
- No circuito ij o nó i está mais próximo da subestação que o nó j ;
- As perdas de potência ativa e reativa no circuito ij estão concentradas no nó i ;

- O sistema é balanceado e representado pelo seu equivalente monofásico.

As quatro considerações são mostradas na Figura 6. Para cada nível de demanda d , $\vec{V}_{i,d}$ e $\vec{I}_{ij,d}$ são, respectivamente, os fatores da tensão no nó i e o fluxo de corrente no circuito ij . Analogamente, $R_{ij} * I_{ij,d}^2$ e $X_{ij} * I_{ij,d}^2$ são, respectivamente, as perdas de potências ativa e reativa do circuito ij , no nível de demanda d .

Figura 6 - Sistema de distribuição de três nós



Fonte: Adaptado de Gonçalves (2013).

Considerando o circuito ij , como é ilustrado na Figura 6, tem-se que, para cada nível de demanda d , a queda de tensão é definida pela equação (1).

$$\vec{V}_{i,d} - \vec{V}_{j,d} = \vec{I}_{ij,d} (R_{ij} + jX_{ij}) \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (1)$$

Em que o fluxo de corrente $\vec{I}_{ij,d}$ é calculada utilizando a equação (2).

$$\vec{I}_{ij,d} = \left(\frac{P_{ij,d} + Q_{ij,d}}{\vec{V}_{j,d}} \right)^* \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (2)$$

Como as duas expressões representam a forma fasorial para a queda de tensão e o fluxo da corrente, respectivamente. Pode-se substituir a equação (2) na equação (1) e a partir de operações algébricas obtém a equação (3).

$$V_{j,d}^2 + 2(R_{ij}P_{ij} + jX_{ij}Q_{ij}) - Z_{ij,d}^2 I_{ij,d}^2 - V_{i,d}^2 = 0 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (3)$$

A equação (3) é uma forma geral de representar a queda de tensão em um ramo. A expressão matemática elimina a diferença angular, portanto a equação é expressa em termos da magnitude de tensão, corrente, potência ativa e reativa. Para o cálculo da magnitude da corrente no ramo é utilizada a expressão (4).

$$I_{ij,d}^2 = \frac{P_{ij,d}^2 + Q_{ij,d}^2}{V_{ij,d}^2} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (4)$$

Para concluir a representação do fluxo de carga em estado permanente de um SDEE radial, é usada a primeira lei de Kirchhoff, na qual a soma dos fluxos que chegam tem que ser igual à soma dos fluxos que saem. Assim, podem-se formular matematicamente as equações de balanço da potência como em (5) – (6):

$$\sum_{ki \in \Omega_l} P_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,d} + R_{ij} I_{ij,d}^2) + P_{i,d}^s = P_{i,d}^D \quad \forall i, j, k \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (5)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_l} Q_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij,d} + X_{ij} I_{ij,d}^2) + Q_{i,d}^s = Q_{i,d}^D \quad \forall i, j, k \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (6)$$

As expressões (3) – (6) mostram o fluxo de carga em estado permanente de um sistema elétrico de distribuição radial. Normalmente, a magnitude da tensão da barra da subestação é um valor conhecido logo o número de equações é igual ao número de incógnitas e, portanto, o sistema deve possuir solução única.

2.4 DISPOSITIVOS DE REGULAÇÃO DE TENSÃO

Como descrevem Viawan (2008), Padilha (2010), Quijano Rodezno, (2014) e Melgar Dominguez (2015) o controle do desvio de tensão pode ser feito por dispositivos que variam as tensões ou regulam a injeção de potência reativa. Esses dispositivos podem ser:

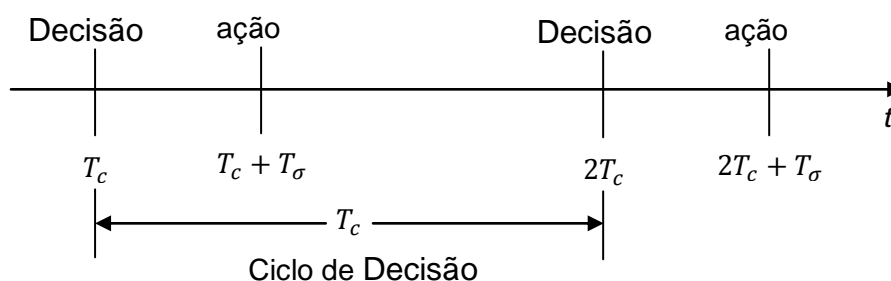
- Banco de capacitores;
- Autotransformadores reguladores de tensão (RT);
- Transformadores com comutação de *tap*, por exemplo, *On Load Tap Changer* (OLTC) nas subestações de potência;
- Injeção de potência ativa e reativa pelo GD.

Cada dispositivo de regulação tem um ciclo de despacho ou temporização para iniciar execução do comando de passo, ou seja, a regulação. Neste trabalho, são usados os transformadores com OLTC e os inversores dos geradores fotovoltaicos para a regulação de tensão.

2.4.1 Ciclo de despacho dos dispositivos de regulação

O sistema de gerenciamento da rede de distribuição pode realizar ciclos de controle (T_c) durante vários minutos para controlar a quantidade de alterações das posições de *tap* do transformador de potência e regulação da injeção de potência feito pelo inversor dos GFs. Simultaneamente, os efeitos das incertezas da geração fotovoltaica são resolvidos em um ciclo do ponto de operação (T_σ) em regime permanente do sistema de energia elétrica para o dia seguinte, como mostra a Figura 7.

Figura 7 - Ciclos de controle



Fonte: Adaptado de Alnaser e Ochoa (2015).

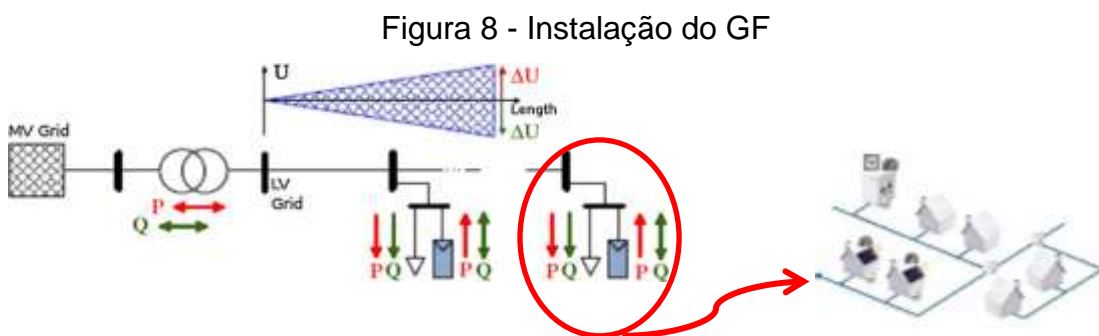
Portanto, no melhoramento do gerenciamento da rede elétrica de distribuição com GF instalados, são analisados os cenários para determinar os parâmetros de controle dos dispositivos de regulação de tensão.

3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO CONTROLE VOLT/VAR

Uma vez feita a revisão dos conceitos básicos do problema do desvio da tensão, torna-se necessário desenvolver a metodologia baseada nas incertezas. Basicamente, essa metodologia determina os parâmetros de controles adequados para a rede de distribuição onde se conectam os GFs, previamente selecionados, sendo que ainda há a possibilidade de especificar a potência dos GFs.

Dessa maneira, o primeiro objetivo desse capítulo é apresentar a formulação matemática do problema dos desvios de tensão representada como um problema de otimização com o objetivo da minimização dos desvios de tensão.

A avaliação dos critérios de otimização requer a solução de equações de fluxo de carga para sistemas de distribuição. A premissa inicial do problema é que a tecnologia de GF para ser instalada é conhecida, ou seja, seu custo de aquisição é determinado e contabilizado em estudos prévios. Pretende-se então, nesse estudo, abordar questões mais técnicas como, por exemplo, o ponto de conexão dos GFs no sistema de distribuição.



Fonte: Adaptado de Juamperez Goñi, Yang, e Kjær (2014).

A proposta deste trabalho é realizar a tarefa de obtenção das condições operativas viáveis na instalação dos GFs em um sistema de distribuição de energia elétrica. O método consiste em encontrar uma solução para o problema de otimização em que os resultados correspondam à melhor configuração possível dos parâmetros de controle.

Para o desenvolvimento do problema de otimização baseado em fluxo de carga ótimo, que é um problema não linear, as equações são primeiramente linearizadas para possibilitar a aplicação no *solver* CPLEX no AMPL.

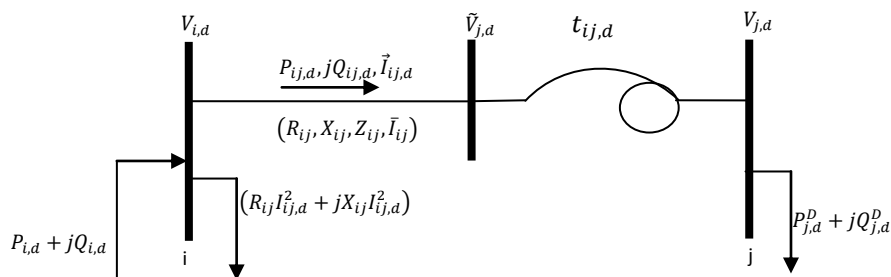
3.1 O PROBLEMA NÃO LINEAR DO CONTROLE DE VOLT/VAR.

Com a finalidade de obter a coordenação ótima dos dispositivos de controle de tensão presentes no SDEE que satisfaz a demanda de energia elétrica, nesta seção é apresentado um modelo matemático de otimização com o objetivo reduzir os desvios da tensão durante os diferentes níveis de demanda. O fluxo de carga descrito na seção 2.3 é formulado como um problema de otimização de minimização considerando as restrições de operação do sistema, a presença de dispositivos de controle como os OLTCs, e a injeção de potência ativa e reativa pelos GFs.

3.1.1 Modelo matemático para a operação dos OLTCs

Partindo da Figura 9 em que $\tilde{V}_{j,d}$ denota a magnitude de tensão não regulada (antes da instalação do OLTC) e $V_{j,d}$ a magnitude de tensão regulada (depois da instalação do OLTC). O *tap* do OLTC é representado por $t_{ij,d}$ e $nt_{ij,d}$ representa o número inteiro de passos do *tap* do OLTC conectado no circuito ij no nível de demanda d .

Figura 9 - Linha ij com OLTC.



Fonte: Adaptado de Gonçalves (2013).

A maioria destes dispositivos contém uma chave que permite uma porcentagem de regulação $\pm R\%$, que eleva ou reduz a magnitude de tensão, respeitando a magnitude de tensão de referência e o número máximo de passos \bar{nt}_{ij} . Assim, a operação dos OLTCs é contornada pelas expressões (7) – (12).

$$V_{j,d} = t_{ij,d}(\tilde{V}_{j,d}) \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (7)$$

$$t_{ij,d} = 1 + R_{ij}\% \frac{nt_{ij,d}}{\bar{nt}_{ij}} \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (8)$$

$$-\bar{nt}_{ij} \leq nt_{ij,d} \leq \bar{nt}_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (9)$$

$$\sum_{d=2}^{\bar{d}} |nt_{ij,d} - nt_{ij,d-1}| = DT_{ij}^{rt} \quad , d \geq 2 \quad \forall ij \in \Omega_{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (10)$$

$$0 \leq DT_{ij}^{rt} \leq Ntapmax \quad \forall ij \in \Omega_{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (11)$$

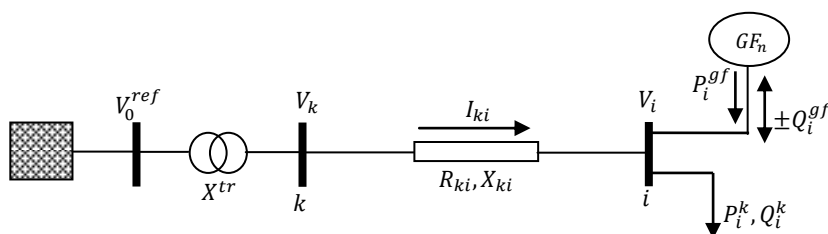
$$nt_{ij,d} \text{ inteiro} \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (12)$$

A equação (7) representa a tensão regulada na barra j , a equação (8) representa a relação de transformação $t_{ij,d}$, que depende do número inteiro do tap $nt_{ij,d}$, o número máximo de tap \bar{nt}_{ij} e a porcentagem de regulação $R_{ij}\%$ do OLTC. A expressão (9) limita o número inteiro de tap dependendo do número máximo de tap para cada OLTC. Nota-se que $t_{ij,d}$ varia na faixa de regulação de $\left[1 - R_{ij}\% \frac{nt_{ij,d}}{\bar{nt}_{ij}}, 1 + R_{ij}\% \frac{nt_{ij,d}}{\bar{nt}_{ij}}\right]$, em intervalos discretos em que cada passo tem tamanho $R_{ij}\% \frac{nt_{ij,d}}{\bar{nt}_{ij}}$. Um dos propósitos importantes do problema de controle Volt/VAr é o número de ações realizadas pelos dispositivos de controle para manter os níveis de tensão dentro dos limites estabelecidos. Para os OLTCs a operação dos $taps$ entre os níveis de demanda está representado na equação (10) e (11). Em que DT_{ij}^{rt} representa a variação entre a posição do tap de cada OLTC no nível de demanda anterior com o nível atual e $Ntapmax$ é o número máximo de alterações do tap no dia.

3.1.2 Modelo matemático para a operação dos GFs

A Figura 10 representa o modelo de um gerador n conectado em um nó i , em que as variáveis contínuas $P_{i,d}^{gf}$ e $Q_{i,d}^{gf}$, representam, respectivamente, as potências ativa e reativa fornecidas pelo gerador n no nível de demanda d .

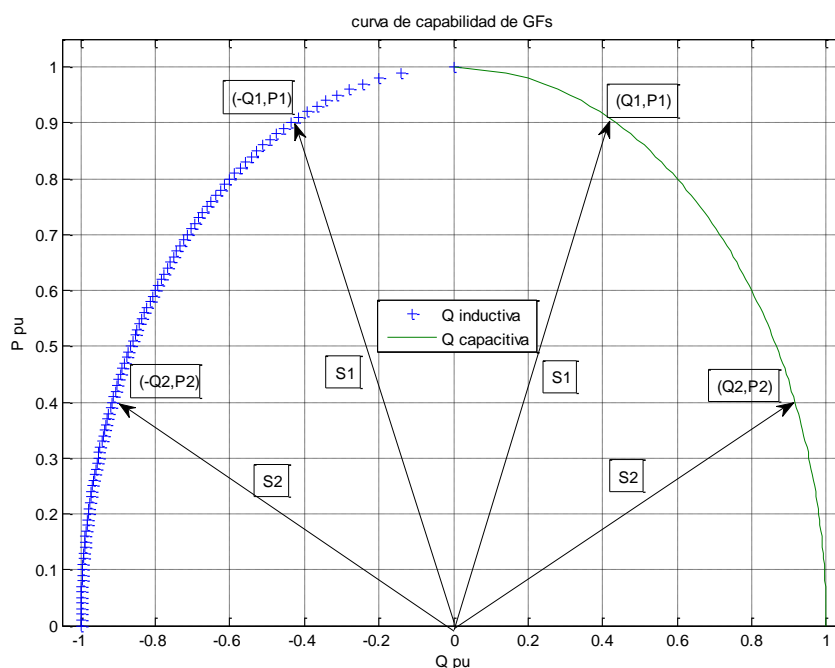
Figura 10 - Sistema de distribuição com GFs



Fonte: Adaptado de Viawan (2008)

Na formulação matemática os GFs são considerados devido a possibilidade de sua operação com fator de potência capacitivo ou indutivo através do ajuste do inversor. Praticamente, toda a geração de energia elétrica em corrente alternada é feita por GFs. Assim os GFs podem operar no modo gerador e como compensador de reativo.

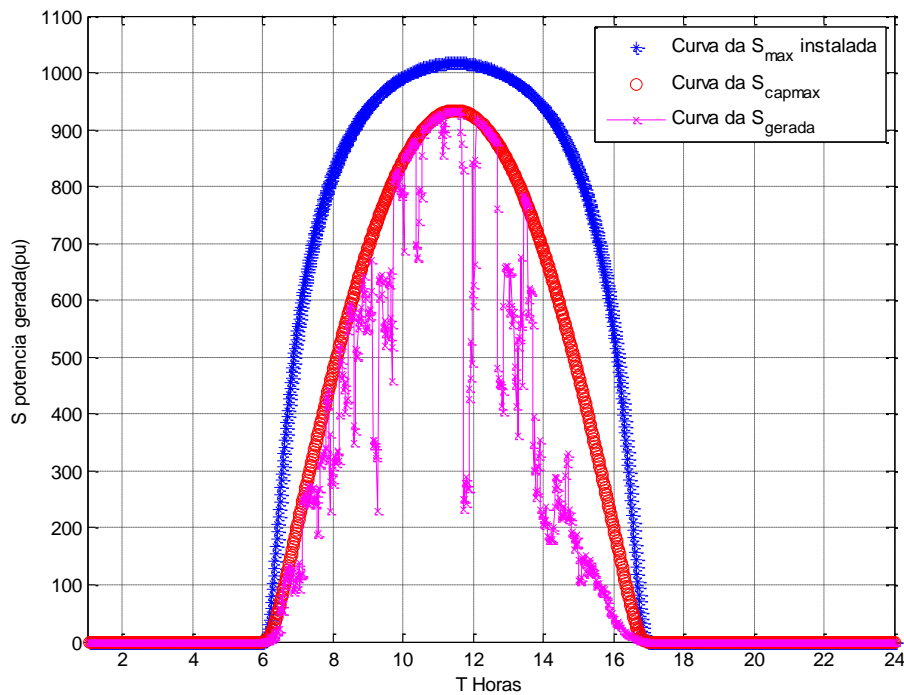
Figura 11 - Curva de capacidade dos GFs.



Fonte: Próprio autor.

O fornecimento de potência ativa e reativa depende da curva de capacidade padrão representada na Figura 11. Assumindo a potência aparente máxima ($S_{i,d}^{gf}$) no nó i no ponto de operação na demanda d , a mudança do ponto de operação $S_1(\pm Q_1, P_1)$ ao ponto de operação $S_2(\pm Q_2, P_2)$ é válida pela Equação (13), em que a injeção de potência reativa é limitada pela potência aparente. Similarmente a potência ativa máxima injetada que depende da curva de radiação solar do dia, como é mostrado na Figura 12, os limites de operação são baseados no triângulo de potência.

Figura 12 - Curva de geração fotovoltaica por radiação solar dos GFs



Fonte: Adaptado de Richardson e Thomson (2011).

O modelo matemático para representar a operação dos geradores fotovoltaicos distribuídos no SDEE é descrito como segue:

$$(P_{i,d}^{gf})^2 + (Q_{i,d}^{gf})^2 = (S_{i,d}^{gf})^2 \quad \forall i \in \Omega_{pf}, \forall d \in \Omega_d \quad (13)$$

$$-S_{i,d}^{gf} \leq Q_{i,d}^{gf} \leq S_{i,d}^{gf} \quad \forall i \in \Omega_{pf}, \forall d \in \Omega_d \quad (14)$$

$$P_{i,d}^{pf} \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{pf}, \forall d \in \Omega_d \quad (15)$$

A equação (13) representa a capacidade máxima de geração pelo gerador fotovoltaico baseado no triângulo de potência, a equação (14) representa os limites máximo e mínimo de potência reativa que o gerador fotovoltaico pode fornecer e a equação (15) representa o limite mínimo de potência ativa.

3.1.3 Modelagem não linear para o problema do controle de Volt/VAr

O problema em estudo é multiobjetivo sendo as funções objetivos compostas pelas minimizações do desvio da tensão (DV) nos nós e das perdas (RI^2) nas linhas de um SDEE com n_b nós e n_d pontos de operação no dia. Também são consideradas as restrições de operação do sistema, a presença de dispositivos de controle de tensão como os OLTCs e a injeção de potência ativa e reativa pelos GFs. As seguintes equações definem o problema:

$$\min f = \frac{c_d^{\Delta v}}{n_b * n_d} \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_b} (DV_{i,d}) + c_d^{ls} \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{ij \in \Omega_l} R_{ij} I_{ij,d}^2 \quad (16)$$

Sujeito a

$$\sum_{ki \in \Omega_l} P_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,d} + R_{ij} I_{ij,d}^2) + P_{i,d}^s + P_{i,d}^{gf} = P_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (17)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_l} Q_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij,d} + X_{ij} I_{ij,d}^2) + Q_{i,d}^s + Q_{i,d}^{gf} = Q_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (18)$$

$$V_{i,d}^2 - 2(R_{ij} P_{ij,d} + X_{ij} Q_{ij,d}) - Z_{ij}^2 I_{ij,d}^2 - \tilde{V}_{j,d}^2 = 0 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (19)$$

$$V_{nom}^2 I_{ij,d}^2 = P_{ij,d}^2 + Q_{ij,d}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (20)$$

$$(P_{i,d}^{gf})^2 + (Q_{i,d}^{gf})^2 = (S_{i,d}^{gf})^2 \quad \forall i \in \Omega_{pf}, \forall d \in \Omega_d \quad (21)$$

$$P_{i,d}^{gf} \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{pf}, \forall d \in \Omega_d \quad (22)$$

$$V_{j,d}^2 = \tilde{V}_{j,d}^2 \quad \forall ij \in (\Omega_l - \Omega_l^{rt}), \forall d \in \Omega_d \quad (23)$$

$$V_{j,d}^2 = t_{ij,d}^2 (\tilde{V}_{j,d}^2) \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (24)$$

$$t_{ij,d}^2 = \left(1 + R_{ij} \% \frac{nt_{ij,d}}{nt_{ij}} \right)^2 \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (25)$$

$$\sum_{d=2}^{\bar{d}} |nt_{ij,d} - nt_{ij,d-1}| = DT_{ij}^{rt} \quad , d \geq 2 \quad \forall ij \in \Omega_{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (26)$$

$$-\bar{nt}_{ij} \leq nt_{ij,d} \leq \bar{nt}_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_{rt}^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (27)$$

$$|V_{nom}^2 - V_{i,d}^2| = DV_{i,d} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (28)$$

$$0 \leq I_{ij,d}^2 \leq \bar{I}_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (29)$$

$$V_{min}^2 \leq V_{i,d}^2 \leq V_{max}^2 \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (30)$$

$$0 \leq DT_{ij}^{rt} \leq Ntapmax \quad \forall ij \in \Omega_{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (31)$$

O objetivo principal é minimizar a magnitude do (DV) , que é multiplicada pela constante $c_d^{\Delta v}$, e magnitude das perdas nas linhas, multiplicada pela constante c_d^{ls} , onde $c_d^{\Delta v} > c_d^{ls}$ e é representada pela equação (16). As equações (17) e (18) são uma extensão de (5) e (6) em que é considerado a injeção de potência ativa e reativa dos GFs. A equação (19) representa a queda de tensão do ramo ij , a expressão (20) o cálculo da magnitude da corrente, (21) e (22) são os limites da potência ativa e reativa injetada pelos GFs. As (23) - (27) são as equações de atuação do *tap* da subestação de potência, (28) desvio da tensão em os nós e as equações (29) e (30) são os limites da magnitude da tensão e da corrente, respectivamente.

3.2 O PROBLEMA LINEAR DO CONTROLE DE VOLT/VAR

Como as equações de controle Volt/VAr são não lineares, emprega-se os métodos de linearizações descritos em (Dos Reis Gonçalves, 2013) nos modelos matemáticos dos dispositivos de controle e do ponto de operação em regime permanente do SDEE radial.

Primeiramente, observa-se que nas equações (16) - (30) as magnitudes de corrente $I_{ij,d}$ e tensão $V_{i,d}$ aparecem apenas nas formas $I_{ij,d}^2$ e $V_{i,d}^2$, respectivamente. Sendo assim, é conveniente considerar as seguintes mudanças de variáveis.

$$I_{ij,d}^{sqr} = I_{ij,d}^2 \text{ e } V_{i,d}^{sqr} = V_{i,d}^2$$

3.2.1 Modelagem linear para a operação dos OLTCs

Observa-se que nas equações (23) - (27) as magnitudes das mudanças de posições do *tap* $t_{ij,d}$ e tensão $\tilde{V}_{j,d}$ aparecem apenas nas formas $t_{ij,d}^2$ e $\tilde{V}_{i,d}^2$, respectivamente. Sendo assim, é conveniente considerar as seguintes mudanças de variáveis.

$$t_{ij,d}^{sqr} = t_{ij,d}^2 \text{ e } \tilde{V}_{i,d}^{sqr} = \tilde{V}_{i,d}^2$$

A equação (25) é não linear devido ao termo $\left(\frac{nt_{ij,d}}{nt_{ij}}\right)^2$. A partir das considerações realizadas as equações (23) - (27) são linearizadas como apresentada nas equações (32) - (42).

$$V_{j,d}^{sqr} = t_{ij,d}^{sqr} (\tilde{V}_{j,d}^{sqr}) \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (32)$$

$$t_{ij,d}^{sqr} = 1 + 2R_{ij}\% \frac{nt_{ij,d}}{nt_{ij}} + (R_{ij}\%)^2 \left(\frac{0.750}{nt_{ij}}\right) (nt_{ij,d}^+ + nt_{ij,d}^-) \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (33)$$

$$nt_{ij,d}^+ - nt_{ij,d}^- = nt_{ij,d} \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (34)$$

$$0 \leq nt_{ij,d}^+ \leq \overline{nt_{ij}} (1 - b_{ij,d}) \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (35)$$

$$0 \leq nt_{ij,d}^- \leq \overline{nt_{ij}} (b_{ij,d}) \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (36)$$

$$nt_{ij,d} - nt_{ij,d-1} \leq DT1_{ij,d}^{rt} \quad , d \geq 2 \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (37)$$

$$nt_{ij,d-1} - nt_{ij,d} \leq DT1_{ij,d}^{rt} \quad , d \geq 2 \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (38)$$

$$\sum_{d=2}^{\bar{d}} DT1_{ij,d}^{rt} = DT_{ij}^{rt} \quad , d \geq 2 \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (39)$$

$$nt_{ij,d} \text{ inteiro} \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (40)$$

$$b_{ij,d} \text{ binario} \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (41)$$

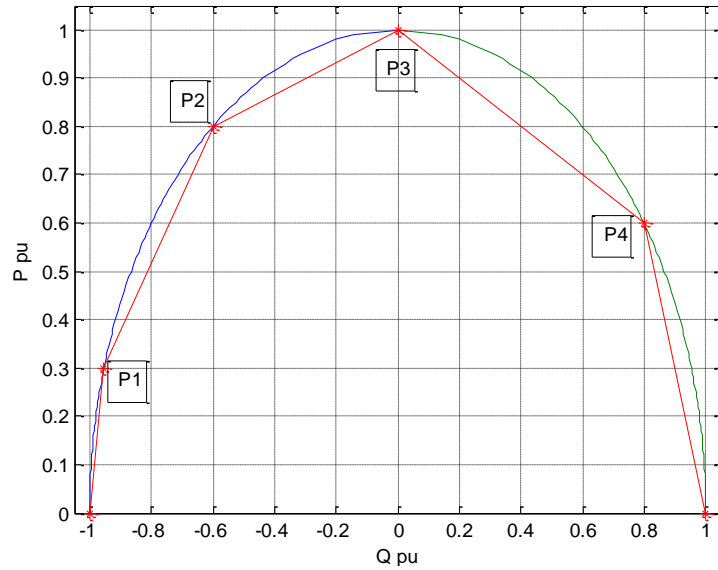
$$0 \leq DT_{ij}^{rt} \leq Ntapmax \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (42)$$

3.2.2 Modelagem linear para operação dos GFs

Com base nos limites de geração fotovoltaica descritos nas Figura 11 e nas equações (13) - (15), no processo de linearização dos GFs são usados 4 pontos de operação fixos os quais estão representados na Figura 13 como:

$$(Q_{i,d}^{gf,1}; P_{i,d}^{gf,1}), (Q_{i,d}^{gf,2}; P_{i,d}^{gf,2}), (Q_{i,d}^{gf,3}; P_{i,d}^{gf,3}) \text{ e } (Q_{i,d}^{gf,4}; P_{i,d}^{gf,4}).$$

Figura 13 - Pontos da curva de capacidade de um GF para linearização.



Fonte: Próprio autor.

Baseados nos pontos característicos que definem a curva de capacidade do GFs, a curva de capacidade do GFs pode ser representada por expressões lineares, conforme as equações (43) - (48).

$$P_{n,d}^{gf} \leq \frac{P_n^{gf,1}}{Q_n^{gf,1} - Q_n^{gfmin}} (Q_{n,d}^{gf} - Q_n^{gfmin}) \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d \quad (43)$$

$$P_{n,d}^{gf} \leq \frac{P_n^{gf,2} - P_n^{gf,1}}{Q_n^{gf,2} - Q_n^{gf,1}} (Q_{n,d}^{gf} - Q_n^{gf,2}) + P_n^{gf,2} \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d \quad (44)$$

$$P_{n,d}^{gf} \leq \frac{P_n^{gf,3} - P_n^{gf,2}}{Q_n^{gf,3} - Q_n^{gf,2}} (Q_{n,d}^{gf} - Q_n^{gf,3}) + P_n^{gf,3} \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d \quad (45)$$

$$P_{n,d}^{gf} \leq \frac{P_n^{gf,4} - P_n^{gf,3}}{Q_n^{gf,4} - Q_n^{gf,3}} (Q_{n,d}^{gf} - Q_n^{gf,4}) + P_n^{gf,4} \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d \quad (46)$$

$$P_{n,d}^{gf} \leq \frac{P_n^{gf,4}}{Q_n^{gf,4} - Q_n^{gfmax}} (Q_{n,d}^{gf} - Q_n^{gfmax}) \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d \quad (47)$$

$$P_{n,d}^{gf} \geq 0 \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d \quad (48)$$

As equações (43) - (48) representam semi-espacos cujas fronteiras são os hiperplanos obtidos com as respectivas linearizações. A equação (48) representa a geração mínima de potência ativa gerada pelos GFs. As equações (43) - (47) definem a região de operação dos GFs.

Ainda, na operação dos geradores, pode-se considerar a equação (49), a qual representa o limite de potência por radiação solar que restringe o máximo fornecimento de potência ativa pelo gerador.

$$P_{n,d}^{gf} \leq S_{n,d}^{gfmax} \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d \quad (49)$$

3.2.3 Modelagem linear para o problema do controle de Volt/VAr

A partir das equações (16) - (31), é possível converter um problema não linear de cálculo do PORP de um SD radial em um problema linear, como apresentado nas equações (50) - (85).

$$\min f = \frac{c_d^{\Delta v}}{n_b * n_d} \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_b} (DV_{i,d}) + c_d^{ls} \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{ij \in \Omega_l} R_{ij} I_{ij,d}^{sqr} \quad (50)$$

Sujeito a

$$\sum_{ki \in \Omega_l} P_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,d} + R_{ij} I_{ij,d}^{sqr}) + P_{i,d}^s + P_{i,d}^{gf} = P_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (51)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_l} Q_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij,d} + X_{ij} I_{ij,d}^{sqr}) + Q_{i,d}^s + Q_{i,d}^{gf} = Q_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (52)$$

$$V_{i,d}^{sqr} - 2(R_{ij} P_{ij,d} + X_{ij} Q_{ij,d}) - Z_{ij}^2 I_{ij,d}^{sqr} - \tilde{V}_{j,d}^{sqr} = 0 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (53)$$

$$V_{nom}^2 I_{ij,d}^{sqr} = \sum_{r=1}^R m_{ij,r}^S \Delta_{ij,d,r}^P + \sum_{r=1}^R m_{ij,r}^Q \Delta_{ij,d,r}^Q \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (54)$$

$$\bar{\Delta}_{ij}^S = \frac{V_{nom} \bar{I}_{ij}}{Y} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (55)$$

$$m_{ij,r}^S = (2r - 1) \bar{\Delta}_{ij}^S \quad \forall ij \in \Omega_l, r = 1 \dots Y \quad (56)$$

$$P_{ij,d} = \sum_{r=1}^Y \Delta_{ij,d,r}^P \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (57)$$

$$Q_{ij,d} = \sum_{r=1}^Y \Delta_{ij,d,r}^Q \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (58)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,d,r}^P \leq \bar{\Delta}_{ij}^S \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d, r = 1 \dots Y \quad (59)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,d,r}^Q \leq \bar{\Delta}_{ij}^S \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d, r = 1 \dots Y \quad (60)$$

$$0 \leq P_{ij,d} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (61)$$

$$0 \leq Q_{ij,d} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (62)$$

$$P_{n,d}^{gf} \leq \frac{P_n^{gf,1}}{Q_n^{gf,1} - Q_{i,d}^{gf,min}} (Q_{n,d}^{gf} - Q_{i,d}^{gf,min}) \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d \quad (63)$$

$$P_{n,d}^{gf} \leq \frac{P_n^{gf,2} - P_n^{gf,1}}{Q_n^{gf,2} - Q_n^{gf,1}} (Q_{n,d}^{gf} - Q_n^{gf,2}) + P_n^{gf,2} \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d \quad (64)$$

$$P_{n,d}^{gf} \leq \frac{P_n^{gf,3} - P_n^{gf,2}}{Q_n^{gf,3} - Q_n^{gf,2}} (Q_{n,d}^{gf} - Q_n^{gf,3}) + P_n^{gf,3} \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d \quad (65)$$

$$P_{n,d}^{gf} \leq \frac{P_n^{gf,4} - P_n^{gf,3}}{Q_n^{gf,4} - Q_n^{gf,3}} (Q_{n,d}^{gf} - Q_n^{gf,4}) + P_n^{gf,4} \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d \quad (66)$$

$$P_{n,d}^{gf} \leq \frac{P_n^{gf,4}}{Q_n^{gf,4} - Q_{i,d}^{gf,max}} (Q_{n,d}^{gf} - Q_{i,d}^{gf,max}) \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d \quad (67)$$

$$P_{n,d}^{gf} \geq 0 \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d \quad (68)$$

$$V_{j,d}^{sqr} = \tilde{V}_{j,d}^{sqr} \quad \forall ij \in (\Omega_l - \Omega_l^{rt}), \forall d \in \Omega_d \quad (69)$$

$$V_{j,d}^{sqr} = t_{ij,d}^{sqr} (\tilde{V}_{j,d}^{sqr}) \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (70)$$

$$t_{ij,d}^{sqr} = 1 + 2R_{ij}\% \frac{nt_{ij,d}}{nt_{ij}} + (R_{ij}\%)^2 \left(\frac{0,750}{nt_{ij}} \right) (nt_{ij,d}^+ + nt_{ij,d}^-) \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (71)$$

$$nt_{ij,d}^+ - nt_{ij,d}^- = nt_{ij,d} \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (72)$$

$$0 \leq nt_{ij,d}^+ \leq \overline{nt}_{ij} (1 - b_{ij,d}) \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (73)$$

$$0 \leq nt_{ij,d}^- \leq \overline{nt}_{ij} (b_{ij,d}) \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (74)$$

$$nt_{ij,d} - nt_{ij,d-1} \leq DT1_{ij,d}^{rt} \quad , d \geq 2 \quad \forall ij \in \Omega_{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (75)$$

$$nt_{ij,d-1} - nt_{ij,d-2} \leq DT1_{ij,d-1}^{rt} \quad , d \geq 2 \quad \forall ij \in \Omega_{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (76)$$

$$\sum_{d=2}^{\bar{d}} DT1_{ij,d}^{rt} = DT_{ij}^{rt} \quad , d \geq 2 \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (77)$$

$$nt_{ij,d} \text{ inteiro} \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (78)$$

$$b_{ij,d} \text{ binario} \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (79)$$

$$0 \leq DT_{ij}^{rt} \leq N_{tapmax} \quad \forall ij \in \Omega_l^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (80)$$

$$V_{nom}^2 - V_{i,d}^{sqr} \leq DV_{i,d} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (81)$$

$$V_{i,d}^{sqr} - V_{nom}^2 \leq DV_{i,d} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (82)$$

$$DV_{i,d} \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (83)$$

$$0 \leq I_{ij,d}^{sqr} \leq \bar{I}_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (84)$$

$$V_{min}^2 \leq V_{i,d}^{sqr} \leq V_{max}^2 \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (85)$$

A equação (50) representa a função objetivo do desvio da tensão do sistema de energia elétrica. As equações (51) e (52) representam as equações de balanço de potências ativa e reativa, respectivamente. A equação (53) representa a equação de queda de tensão entre dois nós consecutivos. As equações (55) - (62) definem a linearização de (20). As equações (63) - (68) representam os limites de operação dos GFS. As equações (69) - (80) o controle do *tap* de OLTC e as equações (81) - (83) a linearização de desvio de tensão, e as equações (84) e (85) representam os limites do quadrado da magnitude de tensão nos nós e do quadrado da magnitude da corrente nos circuitos, respectivamente.

4 METODOLOGIA PROPOSTA: FORMULAÇÃO MATEMÁTICA PARA O DESPACHO DE REATIVOS PARA O CONTROLE VOLT/VAR

É uma proposta deste trabalho a realização da tarefa de obtenção das condições operativas viáveis dos dispositivos reguladores de tensão em um SDEE com a presença de unidades de geração fotovoltaica. O método proposto consiste em encontrar uma solução para o problema de otimização em que os resultados correspondem a melhor configuração possível para operação dos equipamentos de regulação de tensão.

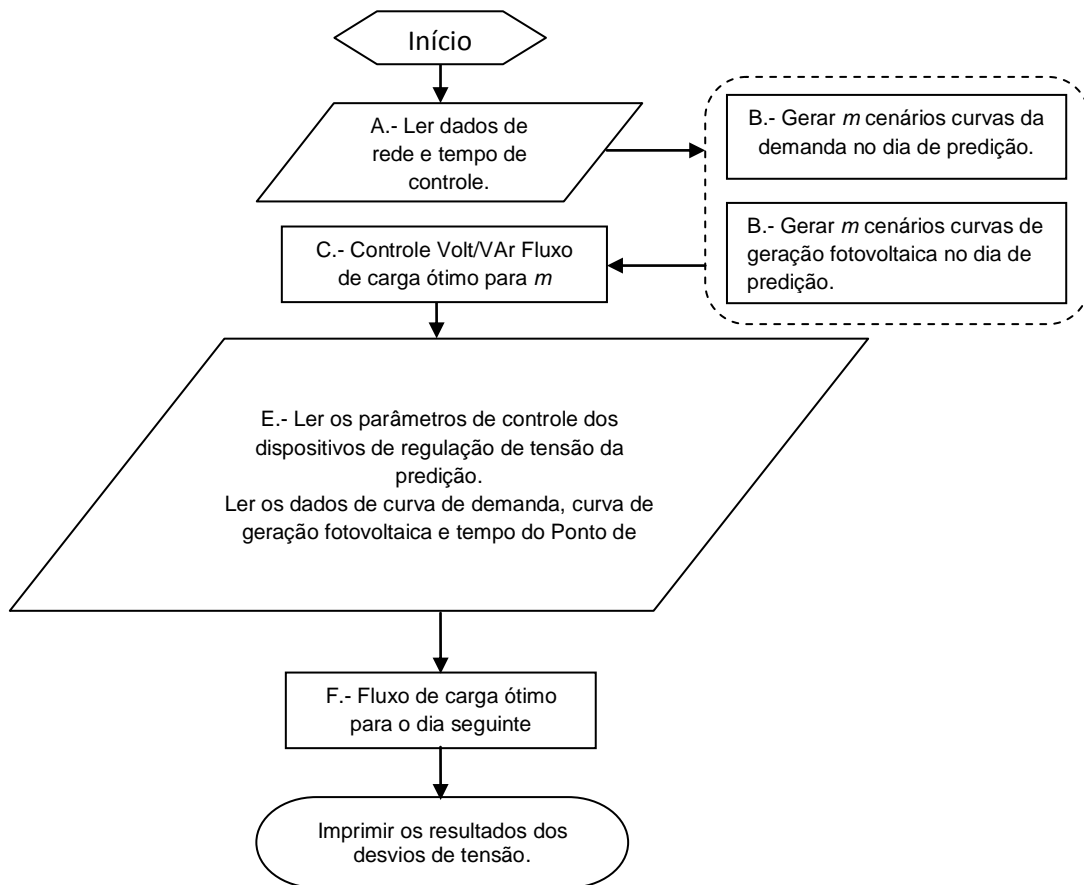
Por outro lado, os GFs têm forte dependência das variações da fonte primária de energia (radiação solar) precisando, assim, de considerações mais elaboradas que incluam as incertezas na geração de energia. Este comportamento é investigado usando as funções de distribuição de probabilidade (FDP) como são descritas em (Wang, Wang, Chen, Begovic, & He, 2014) e (Zhang, Tang, Liang, Cong, & Cai, 2016). Através das FDP são realizados fluxos de potência probabilísticos em múltiplos cenários, relacionadas com a geração de potência ativa dos GFs.

A metodologia desenvolvida é estocástica e baseada na incerteza de radiação solar e na FO de SDEE radial com GFs, diferentemente da metodologia determinística que só usa dados históricos para a predição de despacho de reativos. A função objetivo principal determina a minimização dos desvios de tensão nos nós do dia seguinte.

Na Figura 14 é mostrado um fluxograma da metodologia desenvolvida para os casos determinístico e estocástico. As etapas são as seguintes:

- a) Ler os dados das redes em análise e o tempo de controle dos dispositivos de regulação da tensão;
- b) Geração dos cenários de predição das curvas de demanda e curvas de geração fotovoltaica;
- c) Controle Volt/VAr baseado no fluxo de carga ótimo no regime permanente para m cenários de predição;
- d) Armazenar os dados do parâmetro dos dispositivos de controle predição;
- e) Ler os dados do cenário real das curvas de demanda e curvas de geração fotovoltaica;
- f) Fluxo de carga ótimo no regime permanente para o cenário real.

Figura 14 - Fluxograma da metodologia desenvolvida

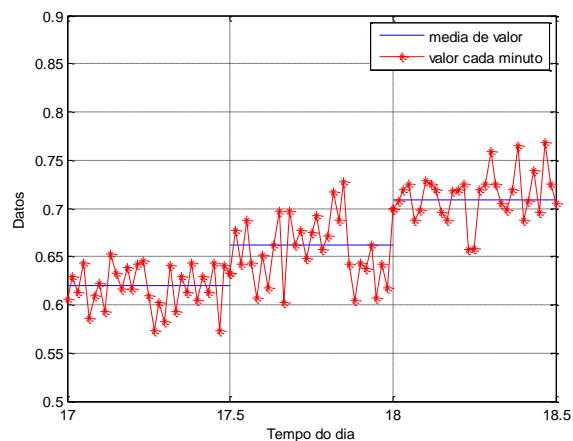


Fonte: Próprio autor.

4.1 MÉTODO DETERMINÍSTICO PARA PREDIÇÃO DO DESPACHO DE REATIVOS PELOS GFS.

O método determinístico propõe a recopilção dos dados históricos de demanda e geração fotovoltaica registrados nos dispositivos de medição que podem ser coletados a cada minuto em um dia base típico como é mostrado na Figura 15. Com esses dados será gerado um cenário para prever o dia seguinte com base em valores médios para o tempo de controle (T_c). Assim, os dados do cenário e tempo de controle são usados nas equações de controles Volt/VAr na determinação dos parâmetros de controle, para o dia seguinte, dos dispositivos de regulação de tensão.

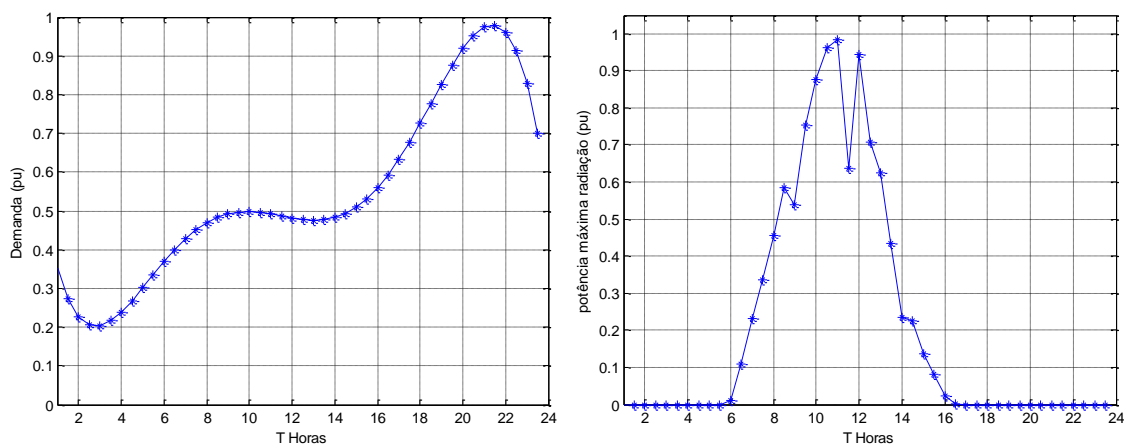
Figura 15 - Dados de entrada de carga ou geração fotovoltaica



Fonte: Próprio autor.

Com a informação dos valores médios de potência ($\bar{P}_{i,d}^D$ ou $\bar{Q}_{i,d}^D$) conectada no nó i e no ponto de operação d , são obtidas as curvas padrões da demanda e de geração fotovoltaica ($\bar{P}_{i,d}^{gf}$), que são mostradas nas Figura 16-a e Figura 16-b, respectivamente.

Figura 16 - Curvas de valores médios de entrada



(a).-Curva de demanda do dia cada T_c . (b). - Curva de geração do dia cada T_c

Fonte: próprio autor

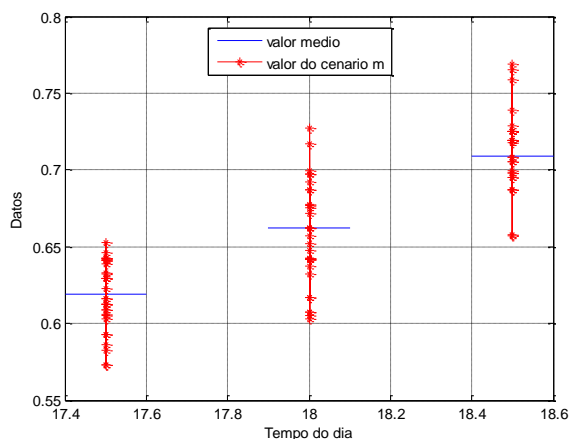
Esses parâmetros de controle devem cumprir as restrições do dia seguinte planejadas para cada nível do ponto de operação (T_σ).

4.2 MÉTODO ESTOCÁSTICO PARA PREDIÇÃO DE DESPACHO DE REATIVOS PELOS GFS

No método estocástico se geraram m cenários baseados na função de distribuição probabilística para a predição da curva da demanda e para a curva de geração fotovoltaica a partir dos valores médios dos dados de medição registrados. Na obtenção dos parâmetros de controle ótimos para o dia seguinte dos dispositivos de regulação de tensão, se realizaram fluxos de carga para cada cenário, assim os parâmetros de controle devem ser viáveis em todos os cenários gerados.

Na Figura 17 representa-se um exemplo da variação dos valores registrados para as demandas e/ou geração fotovoltaica para os m cenários do ponto de operação. Assim, obtém-se os n pontos de operação com m cenários em um SDEE radial.

Figura 17 - Cénarios do ponto de operação



Fonte: Próprio autor

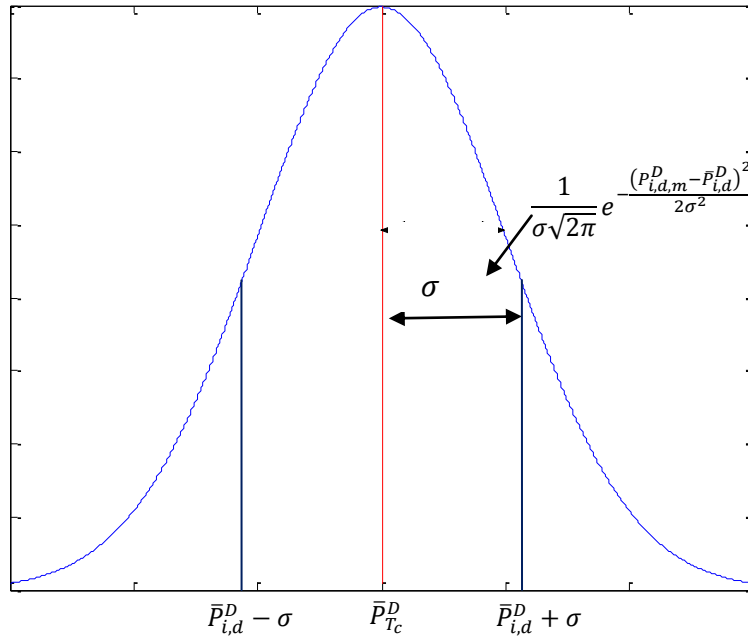
4.2.1 Modelo estocástico para curvas de carga.

No caso da curva de demanda se usa uma função de distribuição da probabilidade normal $N(\bar{P}_{T_c}^D, \sigma)$ com um desvio padrão (σ) de 3%, então valores aleatório baseados nos valores médios ($\bar{P}_{T_c}^D$ ou $\bar{Q}_{T_c}^D$) são gerados para cada tempo de controle, conforme a equação (86). A função de distribuição de probabilidade é apresentada na Figura 18.

$$N(\bar{P}_{i,d}^D, \sigma) = f_{normal}(P_{i,d,m}^D) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(P_{i,d,m}^D - \bar{P}_{i,d}^D)^2}{2\sigma^2}} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (86)$$

$$(\bar{P}_{i,d}^D - \sigma) \leq P_{i,d,m}^D \leq (\bar{P}_{i,d}^D + \sigma) \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (87)$$

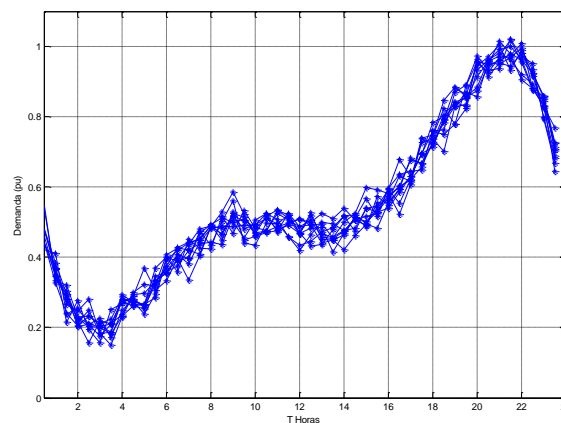
Figura 18 - Curva da função de distribuição normal



Fonte: Próprio autor.

A variável $P_{i,d,m}^D$ é o valor aleatório da demanda no nó i no ponto de operação d para o cenário m . Com a FDP normal são gerados 10 cenários típicos da curva de carga residencial, como é mostrado na Figura 19.

Figura 19 - Curva da carga residencial com 10 cenários



Fonte: Próprio autor.

4.2.2 Modelo estocástico para curvas de geração fotovoltaica

Na predição de cenários de geração fotovoltaica, é usada a metodologia proposta em (Wang, Wang, Chen, Begovic, & He, 2014) com a função de distribuição de probabilidade beta que mais se assemelha ao comportamento da incerteza da radiação solar, conforme sua representação na Figura 20. As equações (88) - (94) compõem o modelo de predição de cenários.

$$fbeta(\alpha_{n,d}, \beta_{n,d}) = P_{n,d,m}^{gf} \alpha_{n,d}^{-1} (1 - P_{n,d,m}^{gf})^{\beta_{n,d}-1} \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (88)$$

$$\frac{\bar{P}_{n,d}^{gf}}{S_n^{gfinst}} = \frac{\alpha_{n,d}}{\alpha_{n,d} + \beta_{n,d}} \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (89)$$

$$\sigma_{n,d}^2 = \frac{\alpha_{n,d}\beta_{n,d}}{(\alpha_{n,d} + \beta_{n,d})^2(\alpha_{n,d} + \beta_{n,d} + 1)} \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (90)$$

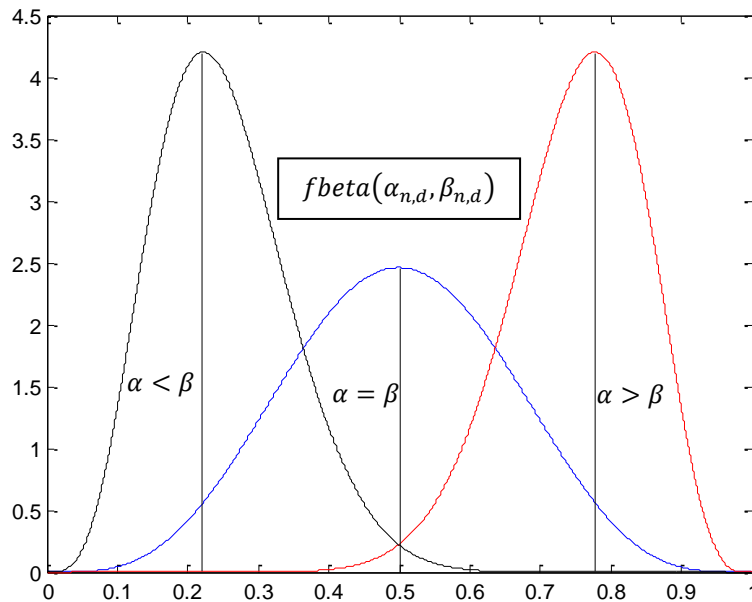
$$\sigma_{n,d} = 0.2 \frac{\bar{P}_{n,d}^{gf}}{S_n^{gfmax}}; \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (91)$$

$$\frac{\bar{S}_{n,d}^{gf}}{S_n^{gfinst}} - \sigma_{n,d} \leq P_{n,d,m}^{gf} \leq \frac{\bar{S}_{n,d}^{gf}}{S_n^{gfinst}} + \sigma_{n,d} \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (92)$$

$$0 < \frac{\bar{P}_{n,d}^{gf}}{S_n^{gfinst}} < 1 \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (93)$$

$$\alpha_{n,d}, \beta_{n,d} > 0 \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (94)$$

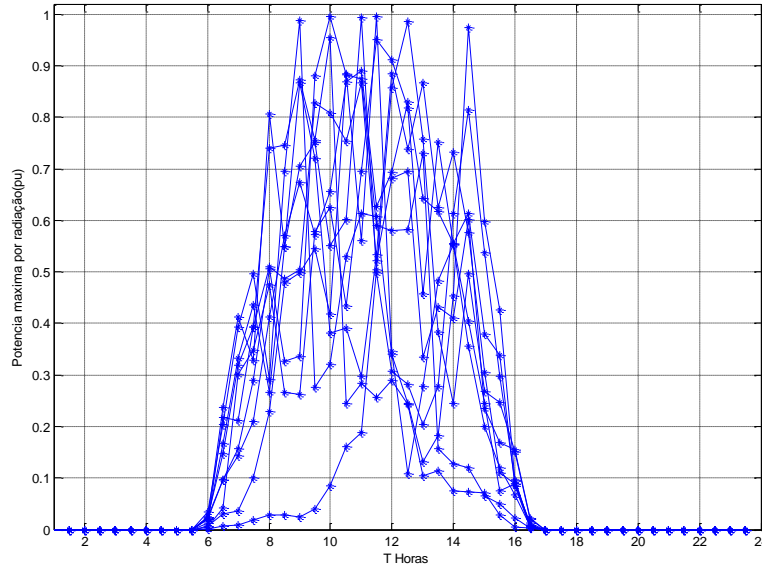
Figura 20 - Curvas da função de densidade de distribuição Beta



Fonte: Próprio autor.

A variável $P_{i,d,m}^{gf}$ é o valor aleatório da potência no nó i no ponto de operação d para o cenário m do GF. Com a FDP beta são gerados M cenários típicos da curva de geração fotovoltaica, como é mostrado na Figura 21.

Figura 21 - Curvas da geração fotovoltaica em M cenários.



Fonte: Próprio autor.

4.2.3 Modelo estocástico para o controle de Volt/VAr

A partir das equações (50) - (85) é possível modelar matematicamente um problema de linear para calcular o PORP de um SD radial com incertezas. Esse modelo linear com incertezas é apresentado nas equações (95) -(130), onde M é o número de incertezas associados ao problema.

$$\min f = \frac{c_d^{\Delta v}}{n_b * n_d * M} \sum_{m \in \Omega_M} \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_b} (DV_{i,d,m}) + \frac{c_d^{ls}}{M} \sum_{m \in \Omega_M} \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{ij \in \Omega_l} R_{ij} I_{ij,d,m}^{sqr} \quad (95)$$

Sujeito a

$$\sum_{ki \in \Omega_l} P_{ki,d,m} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,d,m} + R_{ij} I_{ij,d,m}^{sqr}) + P_{i,d,m}^s + P_{i,d,m}^{gf} = P_{i,d,m}^D \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (96)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_l} Q_{ki,d,m} - \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij,d,m} + X_{ij} I_{ij,d,m}^{sqr}) + Q_{i,d,m}^s + Q_{i,d,m}^{gf} = Q_{i,d,m}^D \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (97)$$

$$V_{i,d,m}^{sqr} - 2(R_{ij} P_{ij,d,m} + X_{ij} Q_{ij,d,m}) - Z_{ij}^2 I_{ij,d,m}^{sqr} - \tilde{V}_{j,d,m}^{sqr} = 0 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (98)$$

$$V_{nom}^2 I_{ij,d,m}^{sqr} = \sum_{r=1}^R m_{ij,r}^s \Delta_{ij,d,r,m}^P + \sum_{r=1}^R m_{ij,r}^Q \Delta_{ij,d,r,m}^Q \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (99)$$

$$\bar{\Delta}_{ij}^S = \frac{V_{nom} \bar{I}_{ij}}{Y} \quad \forall ij \in \Omega_I \quad (100)$$

$$m_{ij,r}^S = (2r - 1) \bar{\Delta}_{ij}^S \quad \forall ij \in \Omega_I, \forall d \in \Omega_d, \forall ij \in \Omega_I, r = 1 \dots Y \quad (101)$$

$$P_{ij,d,m} = \sum_{r=1}^Y \Delta_{ij,d,r,m}^P \quad \forall m \in \Omega_M \quad (102)$$

$$Q_{ij,d,m} = \sum_{r=1}^Y \Delta_{ij,d,r,m}^Q \quad \forall ij \in \Omega_I, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (103)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,d,r,m}^P \leq \bar{\Delta}_{ij}^S \quad \forall ij \in \Omega_I, \forall d \in \Omega_d, r = 1 \dots Y, \forall m \in \Omega_M \quad (104)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,d,r,m}^Q \leq \bar{\Delta}_{ij}^S \quad \forall ij \in \Omega_I, \forall d \in \Omega_d, r = 1 \dots Y, \forall m \in \Omega_M \quad (105)$$

$$0 \leq P_{ij,d,m} \quad \forall ij \in \Omega_I, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (106)$$

$$0 \leq Q_{ij,d,m} \quad \forall ij \in \Omega_I, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (107)$$

$$P_{n,d,m}^{gf} \leq \frac{P_n^{gf,1}}{Q_n^{gf,1} - Q_{i,d}^{gf,min}} (Q_{n,d}^{gf} - Q_{i,d}^{gf,min}) \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (108)$$

$$P_{n,d,m}^{gf} \leq \frac{P_n^{gf,2} - P_m^{gf,1}}{Q_n^{gf,2} - Q_n^{gf,1}} (Q_{n,d}^{gf} - Q_n^{gf,2}) + P_n^{gf,2} \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (109)$$

$$P_{n,d,m}^{gf} \leq \frac{P_n^{gf,3} - P_n^{gf,2}}{Q_n^{gf,3} - Q_n^{gf,2}} (Q_{n,d}^{gf} - Q_n^{gf,3}) + P_n^{gf,3} \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (110)$$

$$P_{n,d}^{gf} \leq \frac{P_n^{gf,4} - P_n^{gf,3}}{Q_n^{gf,4} - Q_n^{gf,3}} (Q_{n,d}^{gf} - Q_n^{gf,4}) + P_n^{gf,4} \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (111)$$

$$P_{n,d,m}^{gf} \leq \frac{P_n^{gf,4}}{Q_n^{gf,4} - Q_{i,d}^{gf,max}} (Q_{n,d}^{gf} - Q_{i,d}^{gf,max}) \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (112)$$

$$P_{n,d,m}^{gf} \geq 0 \quad \forall n \in \Omega_{gf}, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (113)$$

$$V_{j,d,m}^{sqr} = \tilde{V}_{j,d,m}^{sqr} \quad \forall ij \in (\Omega_I - \Omega_I^{rt}), \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (114)$$

$$V_{j,d,m}^{sqr} = t_{ij,d}^{sqr} (\tilde{V}_{j,d,m}^{sqr}) \quad \forall ij \in \Omega_I^{rt}, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (115)$$

$$t_{ij,d}^{sqr} = 1 + 2R_{ij}\% \frac{nt_{ij,d}}{nt_{ij}} + (R_{ij}\%)^2 \left(\frac{0.750}{nt_{ij}} \right) (nt_{ij,d}^+ + nt_{ij,d}^-) \quad \forall ij \in \Omega_I^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (116)$$

$$nt_{ij,d}^+ - nt_{ij,d}^- = nt_{ij,d} \quad \forall ij \in \Omega_I^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (117)$$

$$0 \leq nt_{ij,d}^+ \leq \overline{nt_{ij}} (1 - b_{ij,d}) \quad \forall ij \in \Omega_I^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (118)$$

$$0 \leq nt_{ij,d}^- \leq \overline{nt_{ij}} (b_{ij,d}) \quad \forall ij \in \Omega_I^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (119)$$

$$nt_{ij,d} - nt_{ij,d-1} \leq DT1_{ij,d}^{rt} \quad , d \geq 2 \quad \forall ij \in \Omega_{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (120)$$

$$nt_{ij,d-1} - nt_{ij,d-2} \leq DT1_{ij,d}^{rt} \quad , d \geq 2 \quad \forall ij \in \Omega_{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (121)$$

$$\sum_{d=2}^{\bar{a}} DT1_{ij,d}^{rt} = DT_{ij}^{rt} \quad , d \geq 2 \quad \forall ij \in \Omega_I^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (122)$$

$$nt_{ij,d} \text{ inteiro} \quad \forall ij \in \Omega_I^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (123)$$

$$b_{ij,d} \text{ binario} \quad \forall ij \in \Omega_I^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (124)$$

$$0 \leq DT_{ij}^{rt} \leq N_{tapmax} \quad \forall ij \in \Omega_I^{rt}, \forall d \in \Omega_d \quad (125)$$

$$V_{nom}^2 - V_{i,d,m}^{sqr} \leq DV_{i,d,m} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (126)$$

$$V_{i,d,m}^{sqr} - V_{nom}^2 \leq DV_{i,d,m} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (127)$$

$$DV_{i,d,m} \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (128)$$

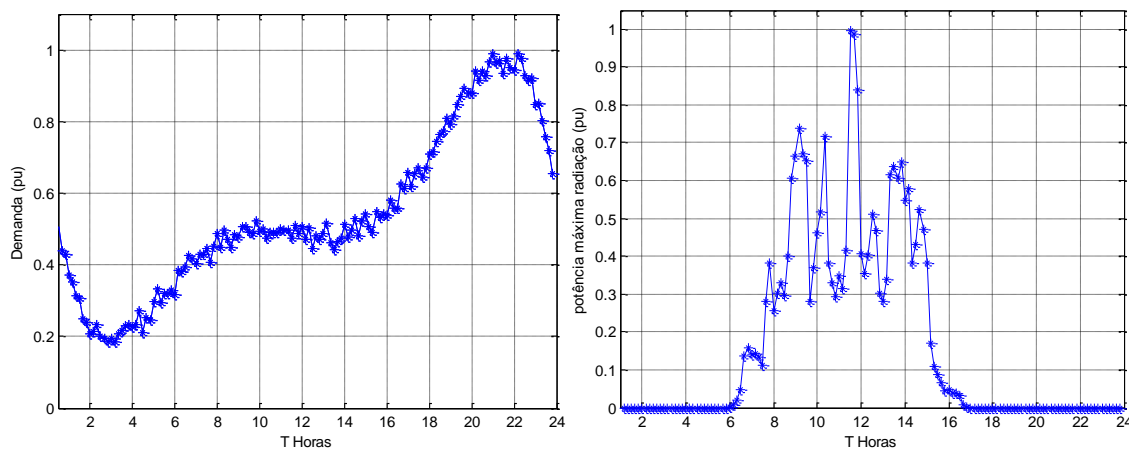
$$0 \leq I_{ij,d,m}^{sqr} \leq \bar{I}_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (129)$$

$$V_{min}^2 \leq V_{i,d,m}^{sqr} \leq V_{max}^2 \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d, \forall m \in \Omega_M \quad (130)$$

5 TESTES E RESULTADOS

Neste capítulo, os sistemas testes de 34 e 123 nós são utilizados para mostrar o desempenho do algoritmo proposto, para isso cria-se um cenário padrão para o dia seguinte usando a curva da demanda e geração fotovoltaica com pontos de operação a cada 10 minutos ($T_{\sigma} = 10 \text{ minutos}$), como são mostrados nas Figura 22-a e Figura 22-b

Figura 22 - Curvas do cenário real a cada 10 minutos



(a). - curva da demanda

(b). - Curva de geração fotovoltaica

Fonte: Próprio autor.

A determinação do despacho de reativos para o dia seguinte e verificação da melhoria na previsão dos parâmetros de controle de tensão são analisados sob 3 casos de estudo:

- Sistema com GFs - não reguláveis / *tap* – regulável;
- Sistema com GFs - reguláveis / *tap* – não regulável;
- Sistema com GFs - reguláveis / *tap* - regulável.

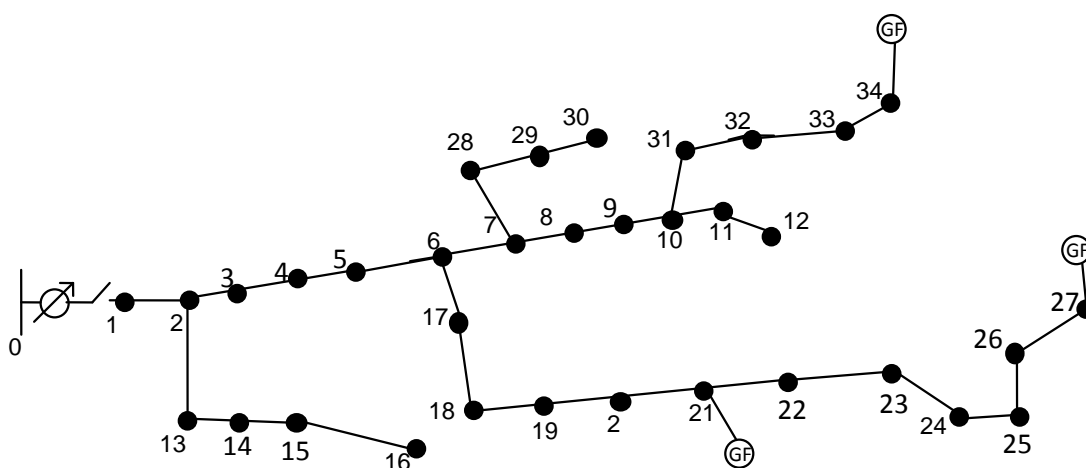
Na resolução do problema usou-se o *solver* CPLEX no AMPL e um computador com processador Intel® core™ i7-4790 CPU@ 3.60GHz e 4GB de memória RAM.

5.1 SISTEMA ANALISADO DE 34 NÓS

No sistema base são instalados os GFs, com parâmetro do *tap* na posição zero e injeção de potência ativa somente pelos GFs para o dia atual em análise. Os GFs são acoplados ao sistema nos nós 21, 27 e 34, como é mostrado na

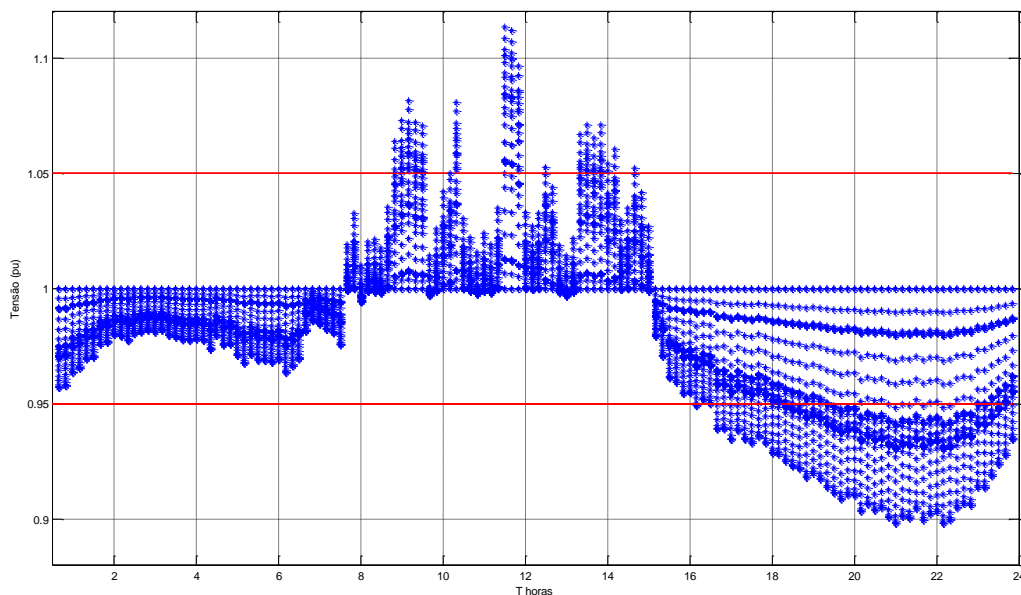
Figura 23. Mostra o sistema em equivalente monofásico, Os GFs têm potência nominal de 3500kW, 3500kW e 6500kW. O sistema tem uma demanda máxima de 7882,05 kW.

Figura 23 - Sistema teste de 34 nós



Fonte: adaptado da IEEE teste.

Figura 24 - Níveis da tensão do sistema de 34 nós as 24 horas

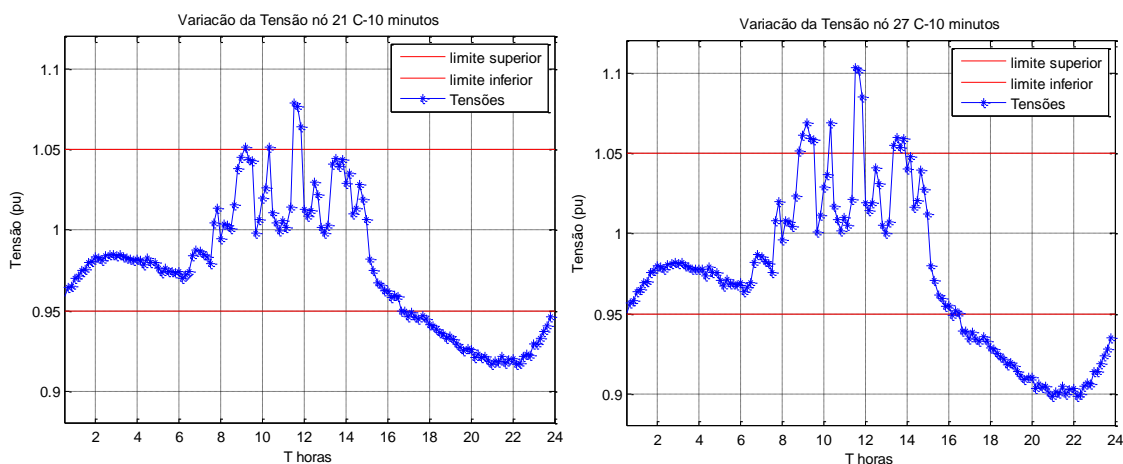


Fonte: Próprio autor.

Assim usando as equações de fluxo de carga ótimo pode-se obter os desvios de tensão no dia atual, como é mostrado na Figura 24. Observa-se que na faixa entre as 7 e 15 horas a injeção de potência feita pelos GFs provocam sobretensões e na faixa das 16 às 24 horas a demanda provoca subtensões. Assim, o sistema possui pontos de operação que não estão dentro dos limites de tensão estabelecidos pela agência reguladora.

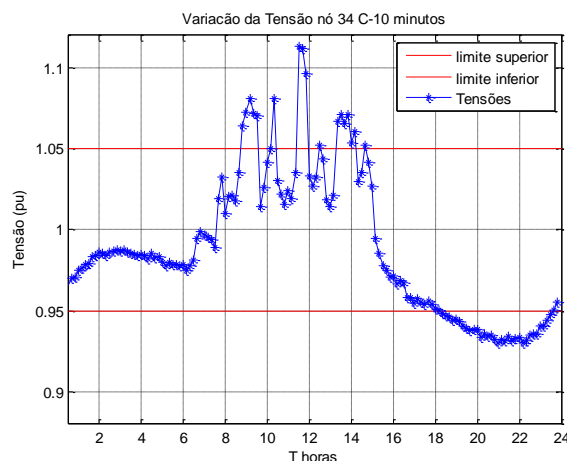
Observa-se na Figura 25 as variações no perfil de tensão nos nós com GFs instalados. As sobretensões na faixa de radiação são maiores nos nós mais distantes da subestação, como é o caso dos nós 27 e nó 34.

Figura 25 - Variação da tensão nos nós dos GFs



(a). – Variação da tensão no nó 21.

(b). – Variação da tensão no nó 27.

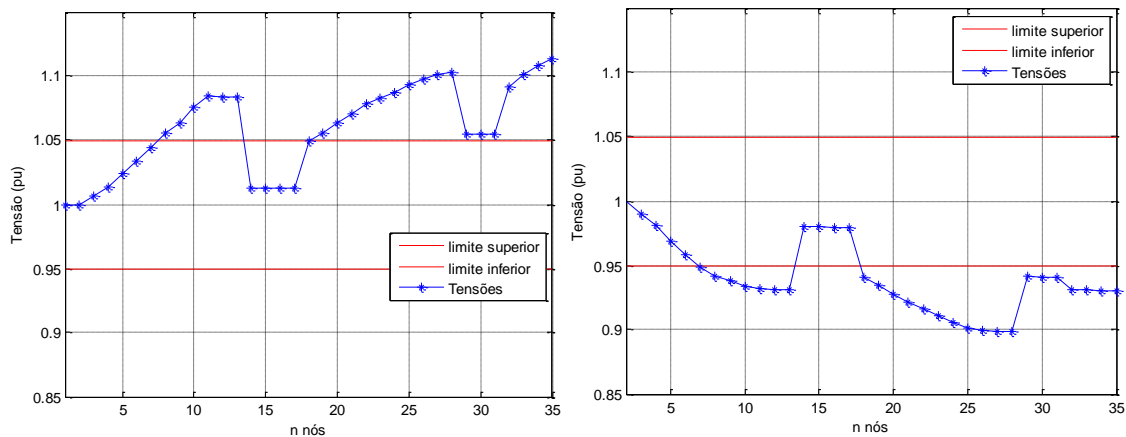


(c). – Variação da tensão no nó 34.

Fonte: próprio autor.

Na Figura 26-a, mostra-se o ponto de operação às 11:30 horas onde ocorre a máxima tensão, como verificada a incidência da sobretensão no nó 34 (Figura 25-c). Analogamente, na Figura 26-b, mostra-se o ponto de operação às 21:30 horas onde ocorre a mínima tensão (Figura 25-c). Em ambos os casos as tensões estão fora dos limites adequados.

Figura 26 - Variação da tensão máxima e mínima do dia.



(a). – Variação da tensão máxima nos nós.

(b). – Variação da tensão mínima nos nós.

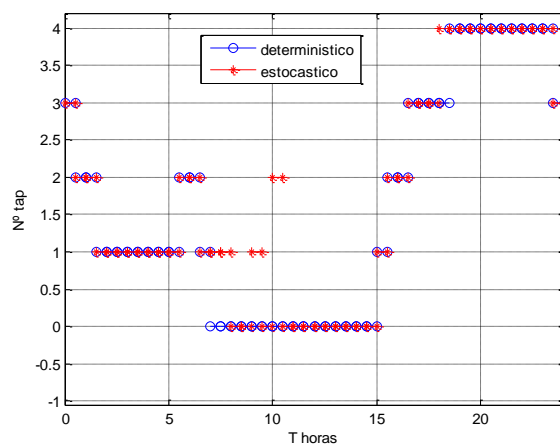
Fonte: Próprio autor.

O desenvolvimento dos 3 casos descritos no início deste capítulo é realizado usando o peso de $c_d^{\Delta v} = 10$ para a função objetivo do desvio de tensão e $c_d^{ls} = 10^{-4}$ para o peso da função objetivo das perdas nas linhas.

5.1.1 Caso 1 sistema de 34 nós com GFs - não reguláveis / tap- regulável

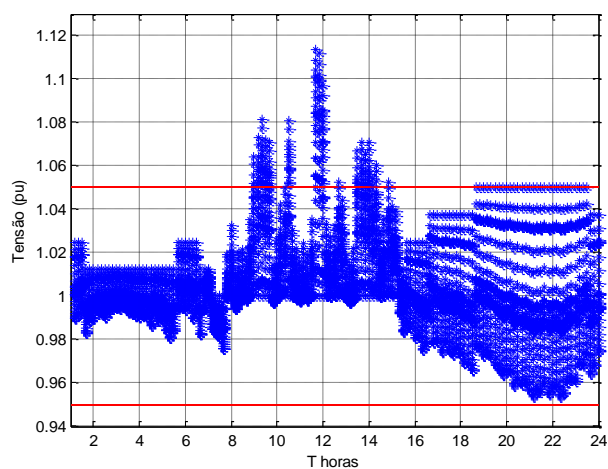
Neste primeiro caso de estudo, o dispositivo de regulação de tensão é o OLTC na subestação. Assim, para os casos determinístico e estocástico obtém-se as posições do *tap* para cada ponto de operação no dia seguinte, conforme é mostrado na Figura 27.

Com os parâmetros da posição do *tap* para cada ciclo de controle, calcula-se o fluxo de carga ótimo no dia atual. As tensões nos nós são mostradas na Figura 28-a e -b para o caso determinístico e estocástico, respectivamente. Como pode-se observar nos dois casos a predição só regula as subtensões no período de maior demanda.

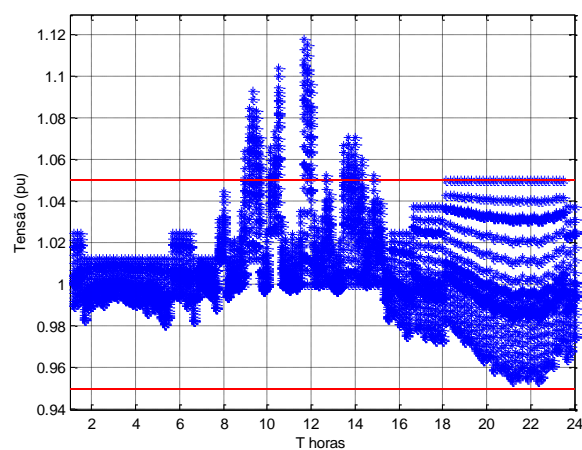
Figura 27 - Mudança do *tap* durante o dia.

Fonte: Próprio autor.

Figura 28 - Variação da tensão durante o dia.



(a). – Método determinístico.

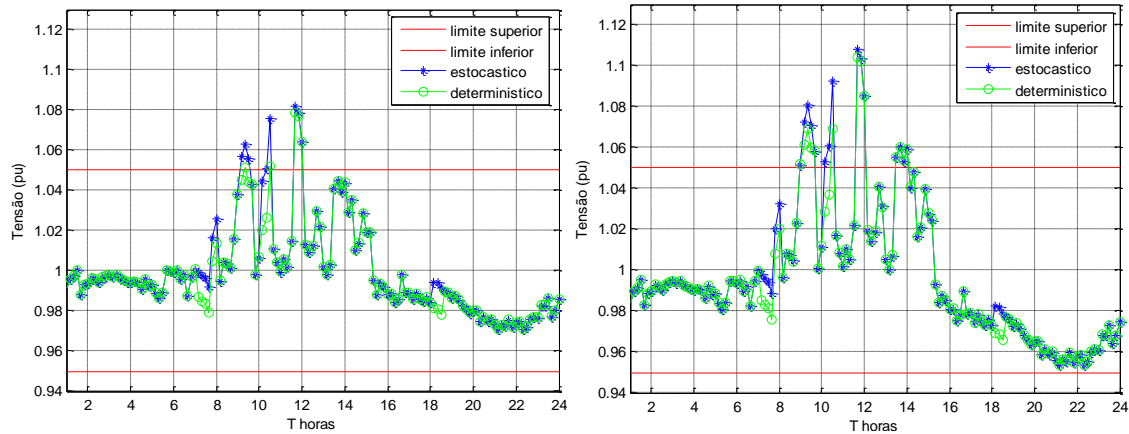


(b). – Método estocástico.

Fonte: Próprio autor.

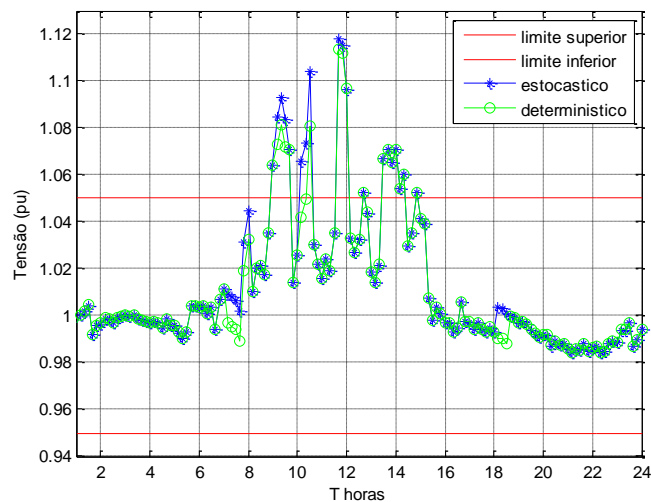
Na Figura 29-a, -b e -c pode-se verificar o comportamento das tensões nos nós com GFs instalados. Novamente, as sobretensões são mais evidentes.

Figura 29 - Variação da tensão no nós dos GFs.



(a). – Variação da tensão no nó 21.

(b). – Variação da tensão no nó 27.



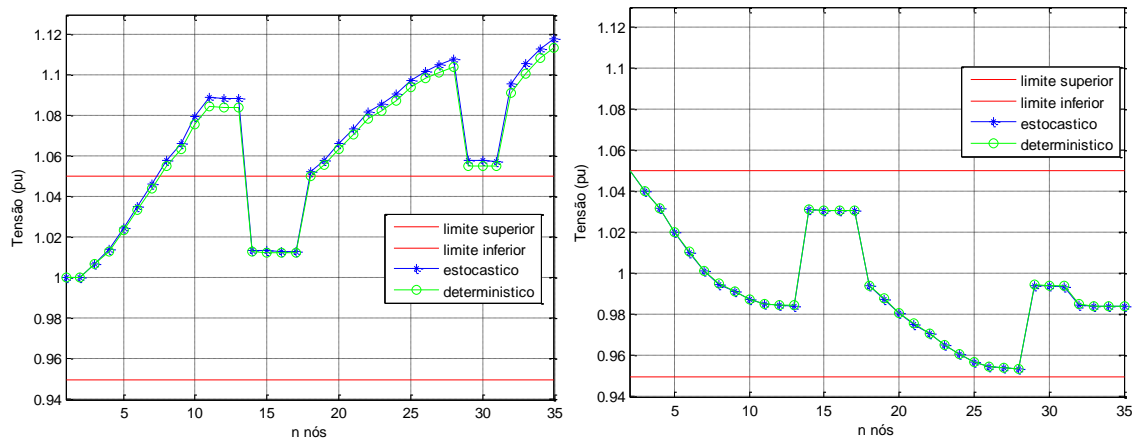
(c). – Variação da tensão no nó 34.

Fonte: Próprio autor.

Neste caso, como as mudanças das posições do *tap* são similares para os dois casos, as diferenças das tensões máximas e mínimas entre os dois métodos são pequenas, como mostrado na Figura 30.

Os resultados dos desvios de tensão para os dois métodos também são similares, como é mostrado na Figura 31, mas no método determinístico os desvios de tensão são menores que no método estocástico.

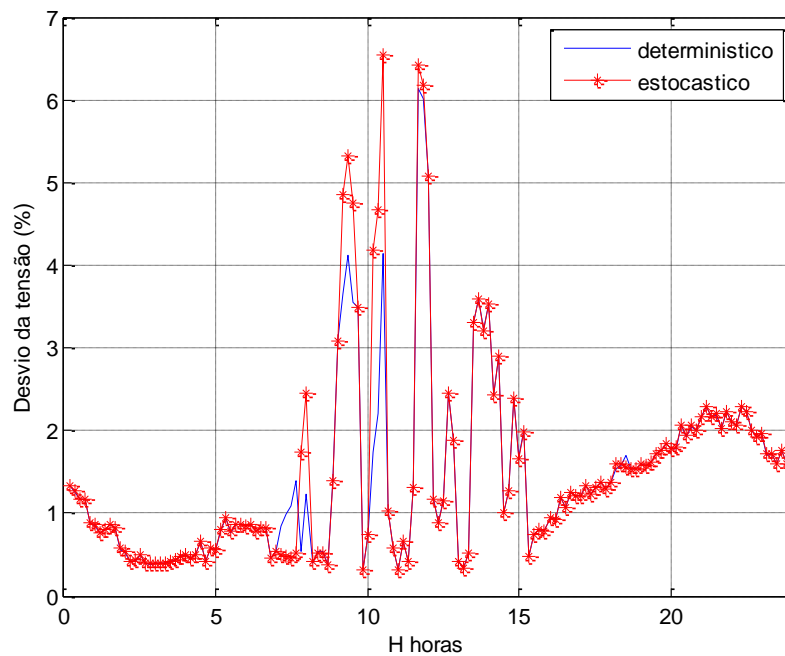
Figura 30 - Variação da tensão máxima e mínima no dia.



(a). – Variação da tensão máxima nos nós. (b). – Variação da tensão mínima nos nós.

Fonte: Próprio autor.

Figura 31 - Desvio da tensão do sistema durante o dia.

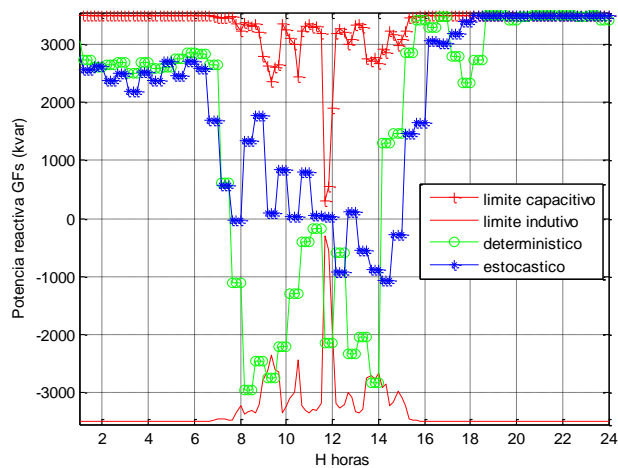


Fonte: Próprio autor.

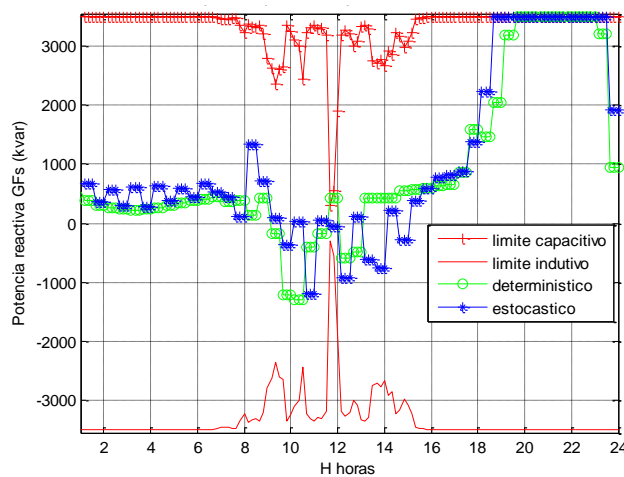
5.1.2 Caso 2 sistema de 34 nós com GFs- reguláveis / tap não regulável.

Neste caso de estudo a regulação é feita pelo inversor dos GFs e com a posição do *tap* em zero. Na Figura 32-a, -b e -c mostram-se as injeções de potência reativa realizadas pelos GFs que são calculadas usando os métodos determinístico e estocástico.

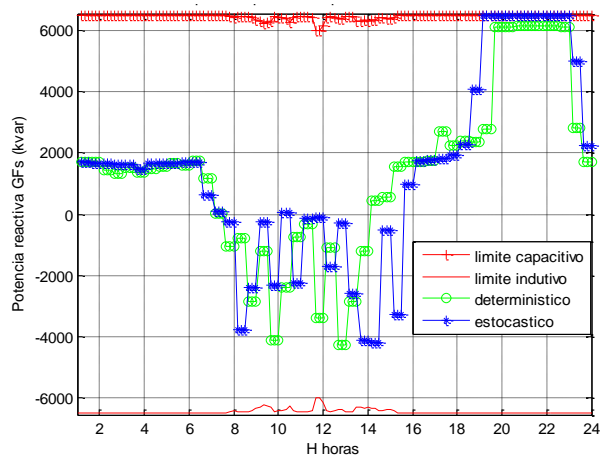
Figura 32 - Injeção de Potência reativa dos GFs no dia.



(a). – Injeção de Potência reativa no nó 21.



(b). – Injeção de Potência reativa no nó 27.

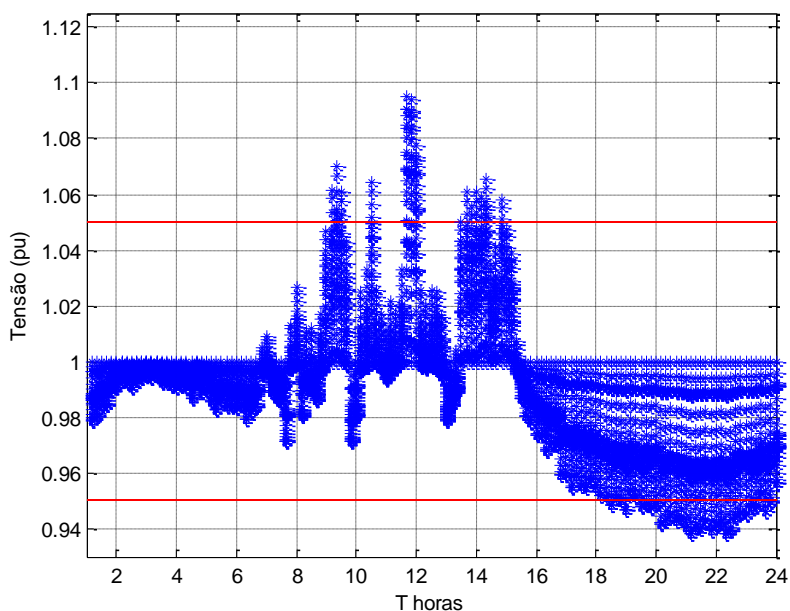


(c). – Injeção de Potência reativa no nó 34

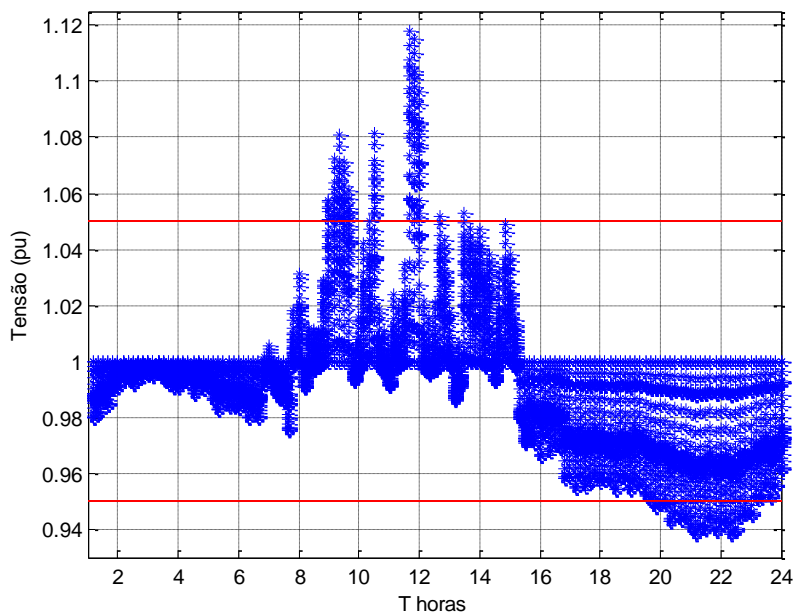
Fonte: Próprio autor.

Com os parâmetros de injeção de potência reativa feita pelos GFs para cada ciclo de controle, calcula-se o fluxo de carga ótimo no dia seguinte. Os desvios de tensão são mostrados na Figura 33-a e -b para o caso determinístico e estocástico, respectivamente. Como pode-se observar nos dois casos não há regulação das subtensões nem das sobretensões.

Figura 33 - Variação da tensão durante o dia.



(a). – Método determinístico

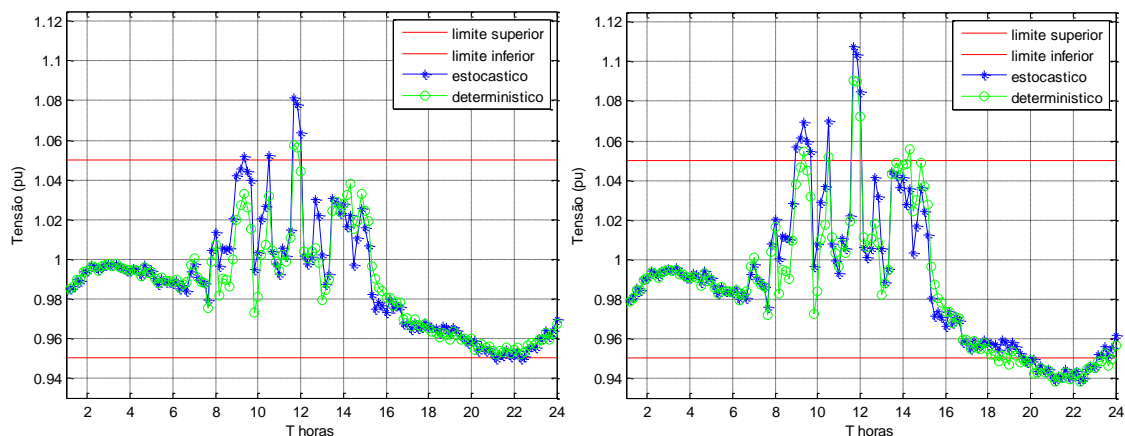


(b). – Método estocástico.

Fonte: Próprio autor.

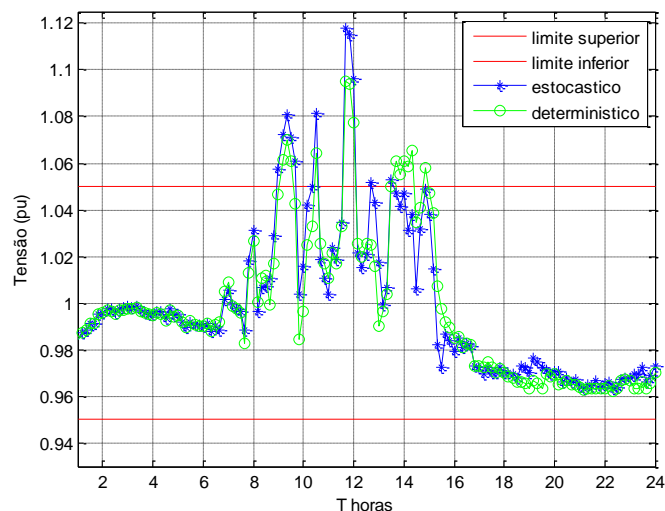
Na Figura 34-a, -b e -c pode-se verificar o comportamento das tensões nos nós com GFs instalados. As sobretensões são evidentes em todos GFs e no caso do nó 27 também é possível verificar a existência de subtensões.

Figura 34 - Variação da tensão no nós dos GFs.



(a). – Variação da tensão no nó 21.

(b). – Variação da tensão no nó 27.

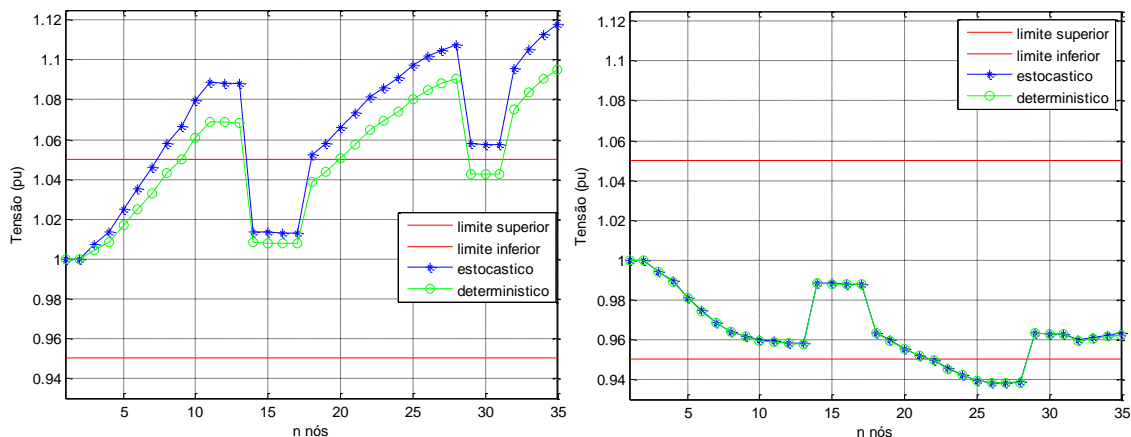


(c). – Variação da tensão no nó 34.

Fonte: Próprio autor.

Neste caso, a injeção de potência reativa afeta mais as sobretensões no caso estocástico, como é observado no ponto de operação da tensão máxima às 11:30 horas na Figura 35-a. O ponto de operação da tensão mínima às 22:20 horas é mostra na Figura 35 -b.

Figura 35 - Variação da tensão máxima e mínima no dia.

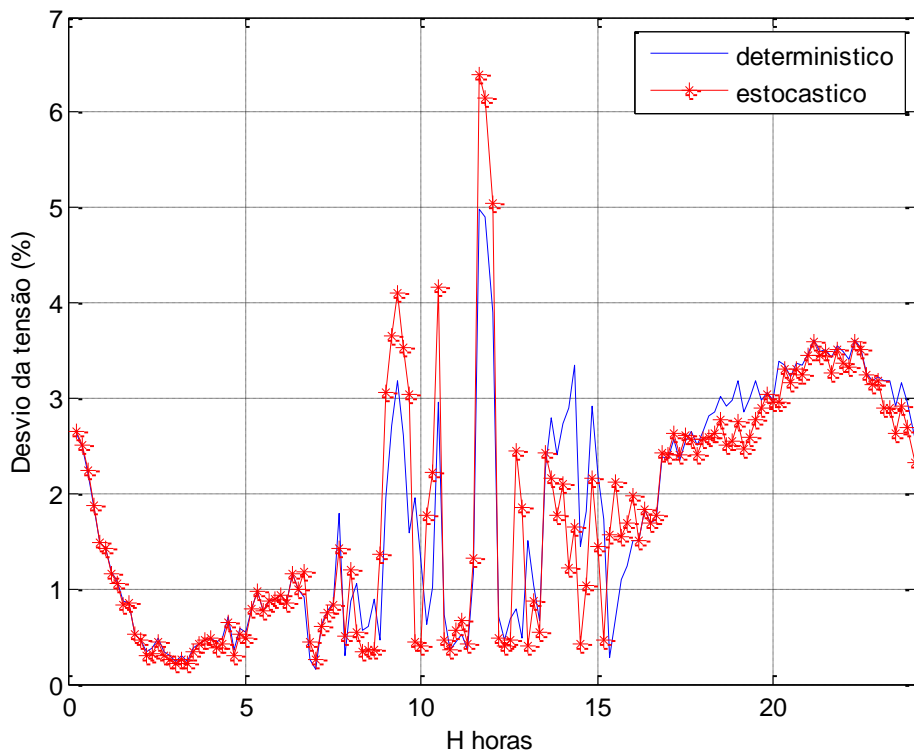


(a). – Variação da tensão máxima nos nós. (b). – Variação da tensão mínima nos nós.

Fonte: Próprio autor.

Os desvios de tensão para o método estocástico apresentam melhores valores em certos pontos quando em comparação com o caso determinístico, como é mostrado na Figura 36.

Figura 36 - Desvio da tensão do sistema durante o dia.

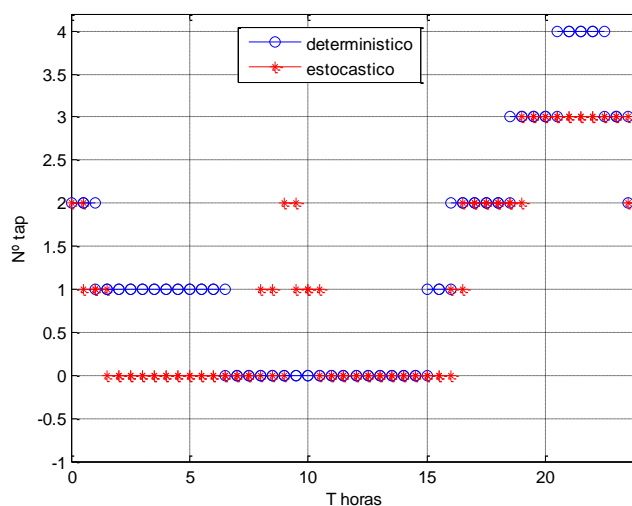


Fonte: Próprio autor.

5.1.3 Caso 3 sistema de 34 nós com GFs - reguláveis / tap-regulável

Neste último caso, as regulações são feitas pelos dois dispositivos de controle da tensão: OLTC e inversor dos GFs. Na Figura 37 são apresentadas as posições do *tap* durante um dia para o caso determinístico e estocástico, respectivamente, para o dia de predição.

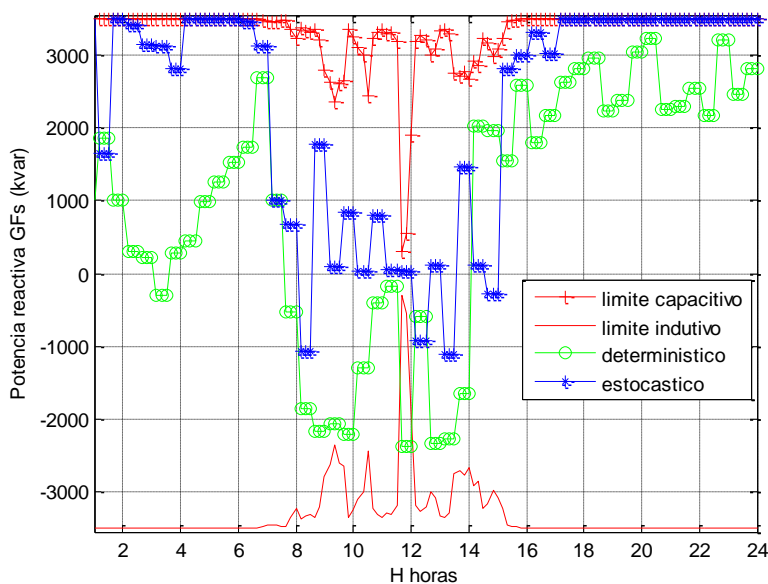
Figura 37 - Mudança do *tap* durante o dia



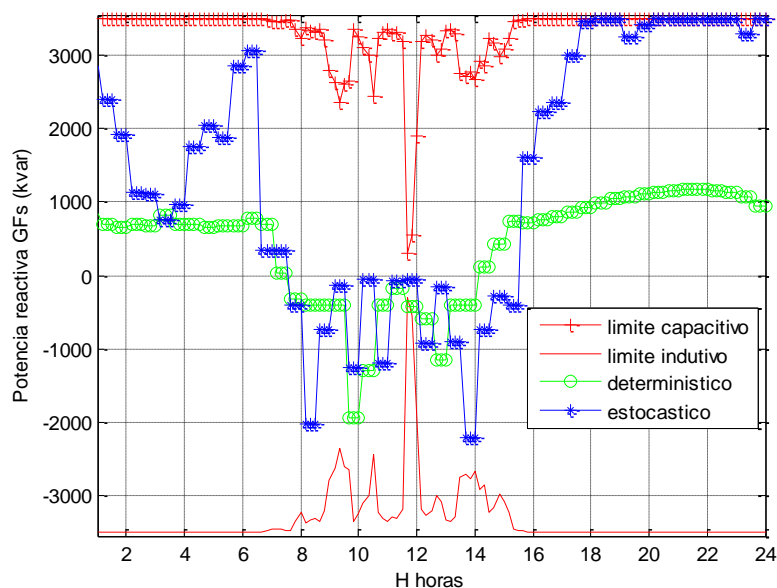
Fonte: Próprio autor.

!Error! La autoreferencia al marcador no es válida.-a, -b e -c mostra a injeção de potência reativa feita pelos GFs que são delimitadas pelas potências reativas do dia seguinte na cor vermelha.

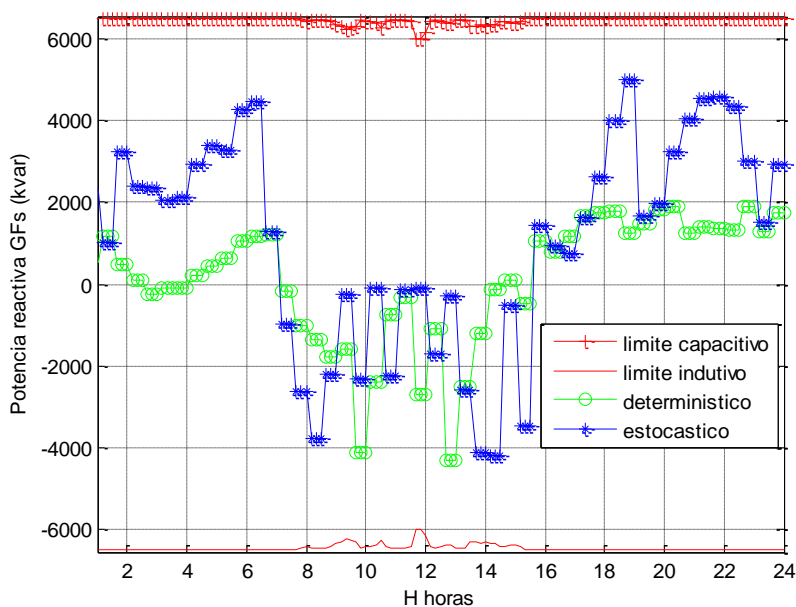
Figura 38 - Injeção de potência reativa dos GFs no dia.



(a). – Injeção de potência reativa no nó 21.



(b). – Injeção de potência reativa no nó 29.

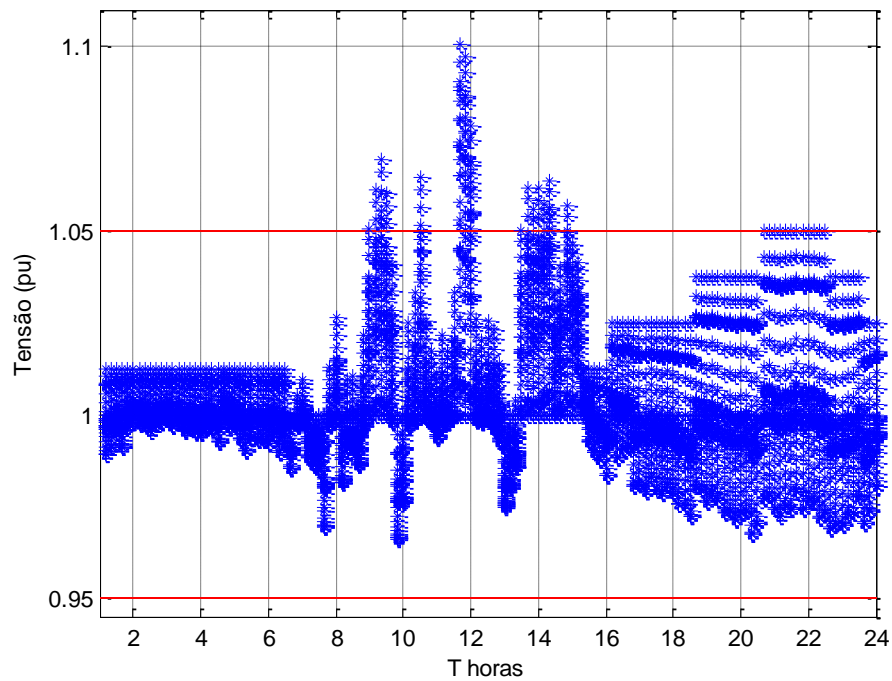


(c). – Injeção de potência reativa no nó 34

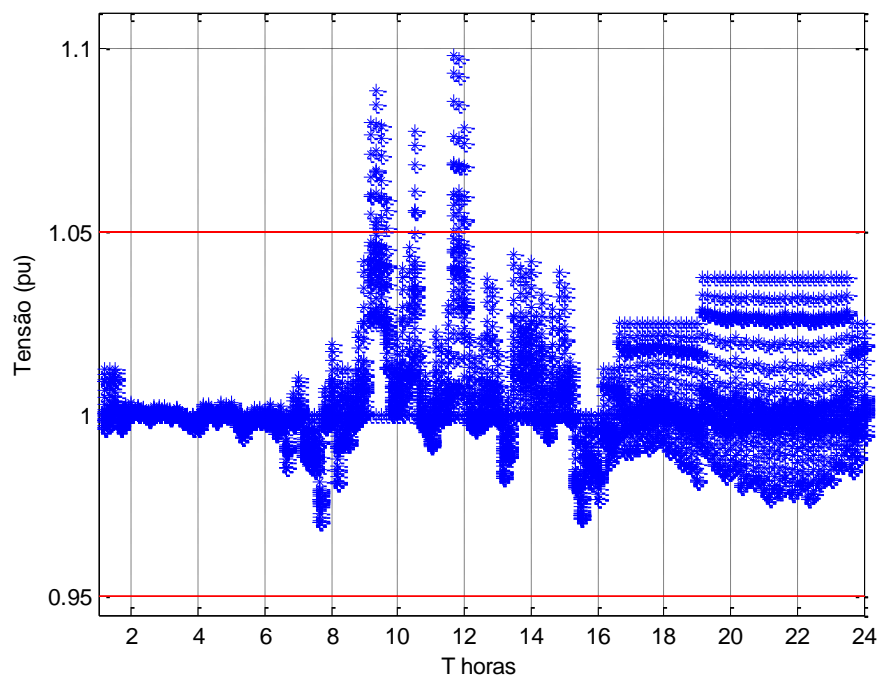
Fonte: Próprio autor.

Com os parâmetros da posição do *tap* do OLTC e da injeção de potência reativa feita pelos GFs para cada ciclo de controle, calcula-se o fluxo de carga ótimo no dia seguinte. Os desvios de tensão são mostrados na Figura 39-a e -b para os casos determinístico e estocástico, respectivamente. Em ambos os casos não é possível regular as sobretensões.

Figura 39 - Variação da tensão durante o dia.



(a). – Método determinístico

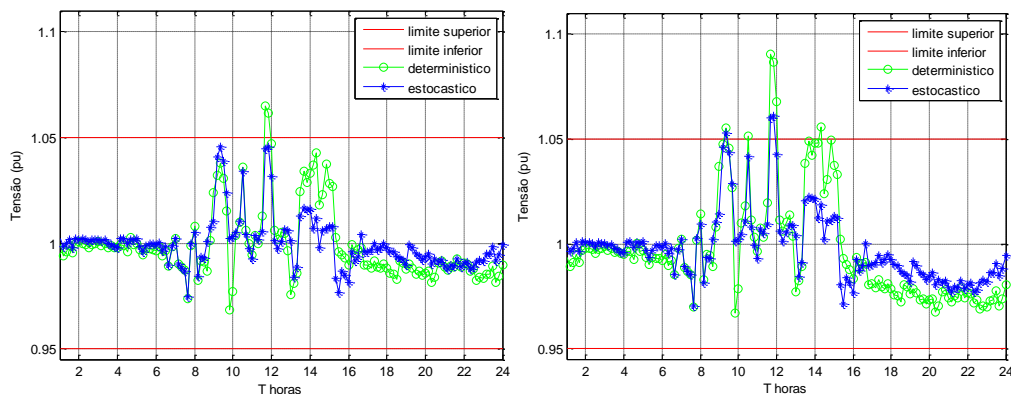


(b). – Método estocástico.

Fonte: Próprio autor.

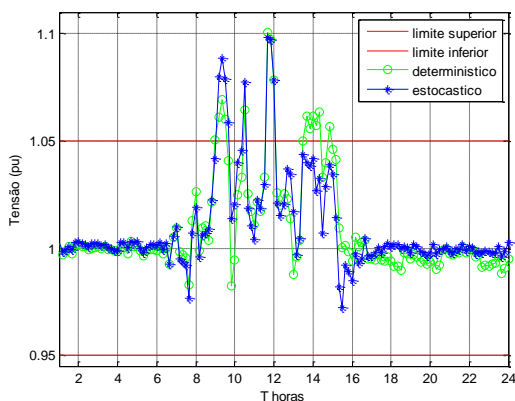
A Figura 40-a, -b e -c mostra o comportamento das tensões nos nós com os GFs instalados. As sobretensões ainda são observadas nos nós 27 e 34.

Figura 40 - Variação da tensão no nós dos GFs.



(a). – Variação da tensão no nó 21.

(b). – Variação da tensão no nó 27.

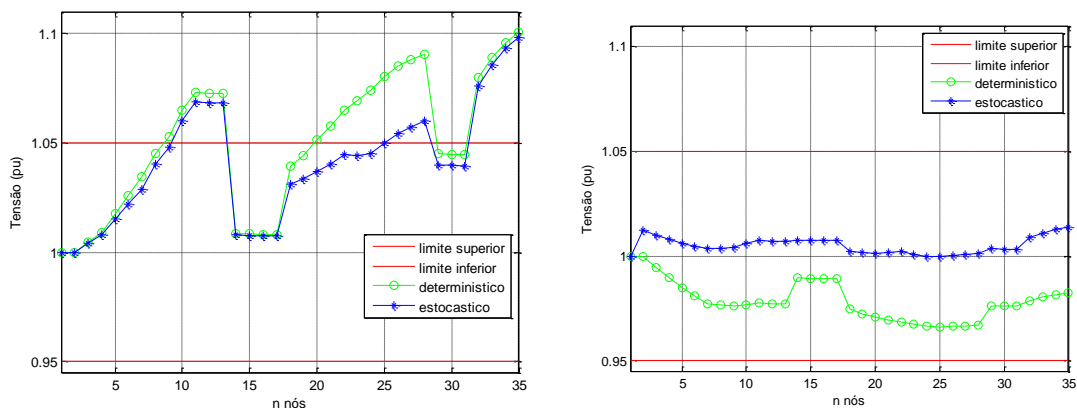


(c). – Variação da tensão no nó 34.

Fonte: Próprio autor.

Neste último caso, as variações de tensão para os pontos de operação de máxima e mínima tensão revelam que o caso estocástico obtém melhores resultados, como são mostrados na Figura 41-a e -b.

Figura 41 - Variação da tensão máxima e mínima do dia.



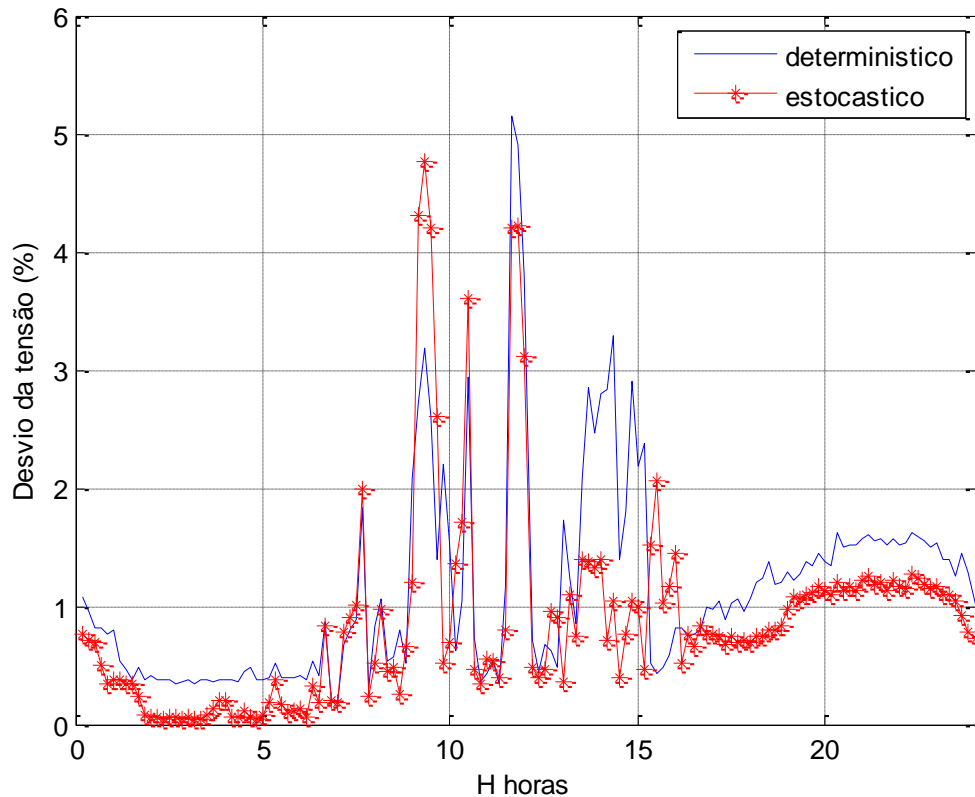
(a). – Variação da tensão máxima nos nós.

(b). – Variação da tensão mínima nos nós.

Fonte: Próprio autor.

A observação dos desvios da tensão revela que o método estocástico obtém melhores resultados, como é mostrado na Figura 42.

Figura 42 - Desvio da tensão do sistema no dia.



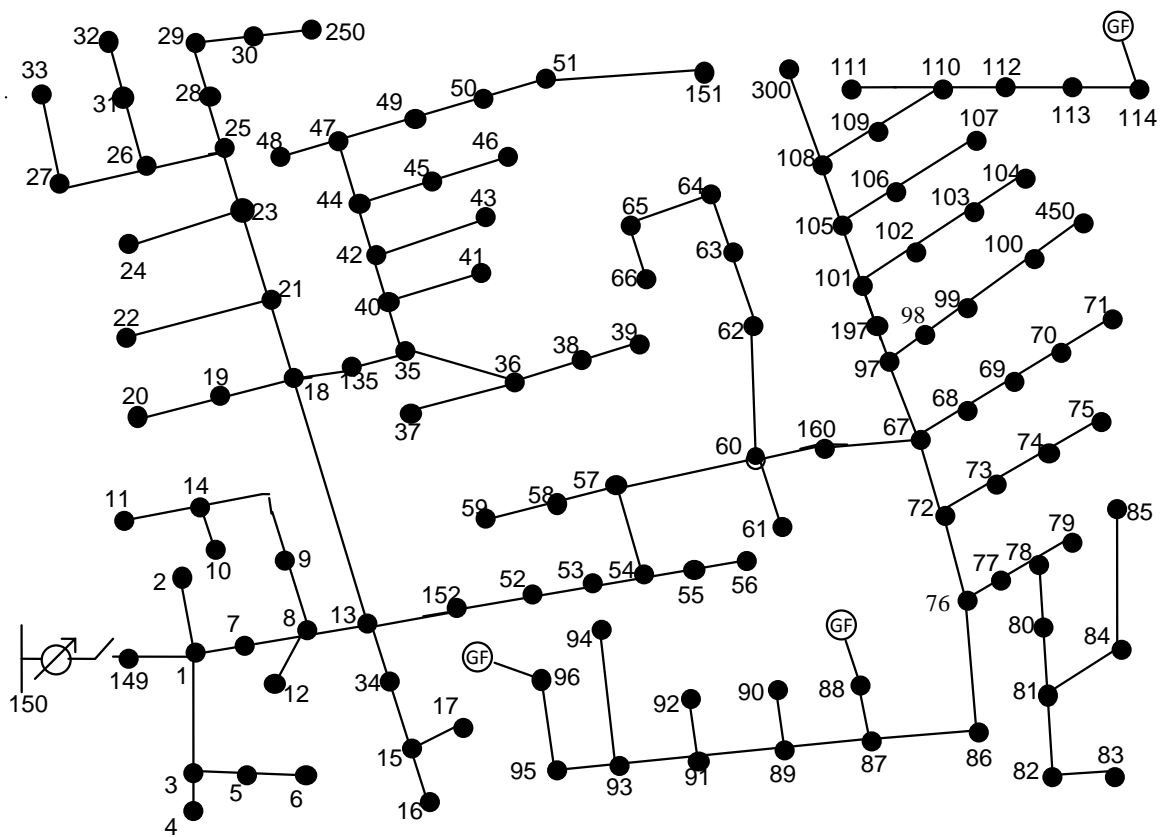
Fonte: Próprio autor.

5.2 SISTEMA ANALISADO DE 123 NÓS.

Neste sistema os GFs são instalados nos nós 88, 96 e 114, com potência nominal de 2500kW, 3500kW e 3500kW, respectivamente. O sistema tem uma demanda máxima de 3490 kW e um OLTC na subestação. A topologia do sistema é mostrada na Figura 43.

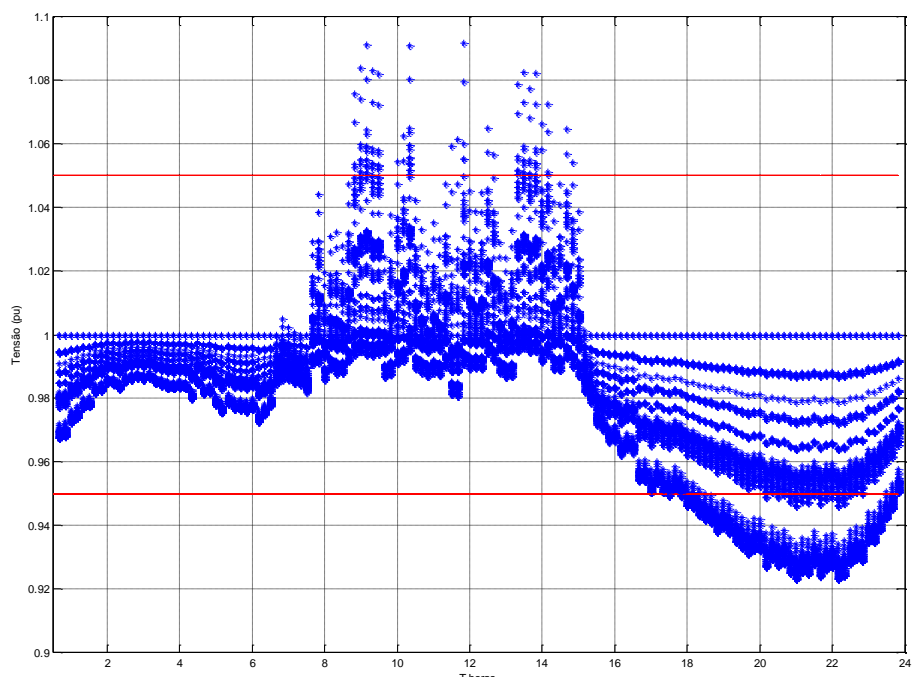
Na Figura 44 pode-se observar as tensões nos nós para cada ponto de operação no dia seguinte. O sistema apresenta magnitudes de tensão fora dos limites permitidos. As sobretensões acontecem no período de maior radiação solar enquanto o período de máxima demanda é caracterizado por subtensões.

Figura 43 - Sistema teste de 123 nós



Fonte: adaptado de IEEE (2017).

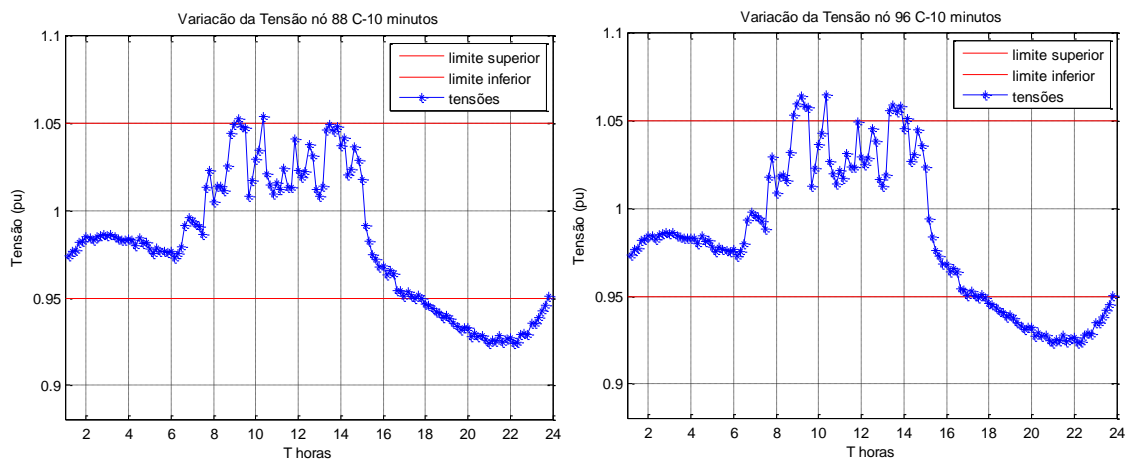
Figura 44 - Níveis da tensão do sistema 123 nós para 24 horas



Fonte: Próprio autor.

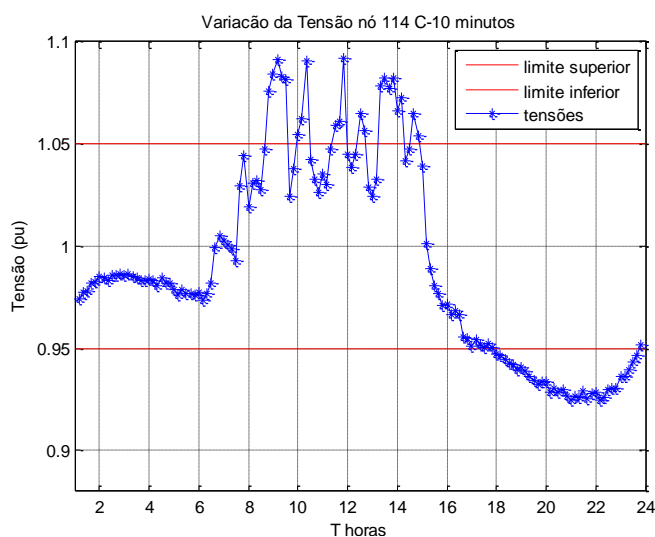
Observa-se na Figura 45 as variações no perfil de tensão nos nós com GFs instalados. As sobretensões na faixa de radiação são maiores nos nós mais distantes da subestação, como é no caso dos nós 96 e nó 114.

Figura 45 - Variação da tensão no nós dos GFs.



(a). – Variação da tensão no nó 88.

(b). – Variação da tensão no nó 96.

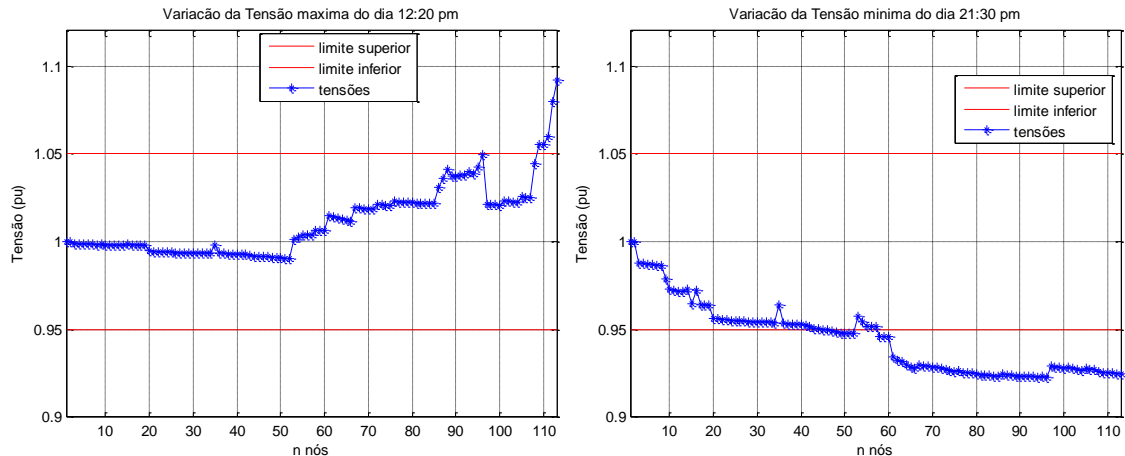


(c). – Variação da tensão no nó 114.

Fonte: próprio autor.

No ponto de operação às 12:20 horas na Figura 46-a ocorre a máxima tensão nos nós próximos ao nó 114 ultrapassando o limite máximo da tensão. A mínima tensão ocorre às 21:30h, como é mostrada na Figura 46-b.

Figura 46 - Variação da tensão máxima e mínima no dia.



(a). – Variação da tensão máxima nos nós.

(b). – Variação da tensão mínima nos nós.

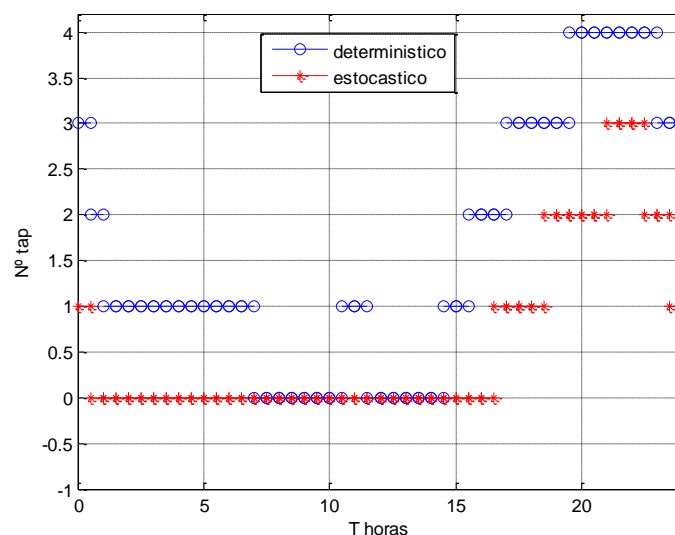
Fonte: Próprio autor.

A seguir há o desenvolvimento dos 3 casos descritos no início deste capítulo, em que são usados os pesos de $c_d^{\Delta v} = 1$ para o objetivo de desvio de tensão e o peso $c_d^{ls} = 10^{-3}$ para a função objetivo das perdas nas linhas.

5.2.1 Caso 1 sistema de 123 nós com GFs-não reguláveis / tap- regulável.

Para este primeiro caso o dispositivo da regulação de tensão é o OLTC da subestação. No caso determinístico e estocástico as posições do tap são determinadas para cada ponto de operação do dia, como é mostrada na Figura 47.

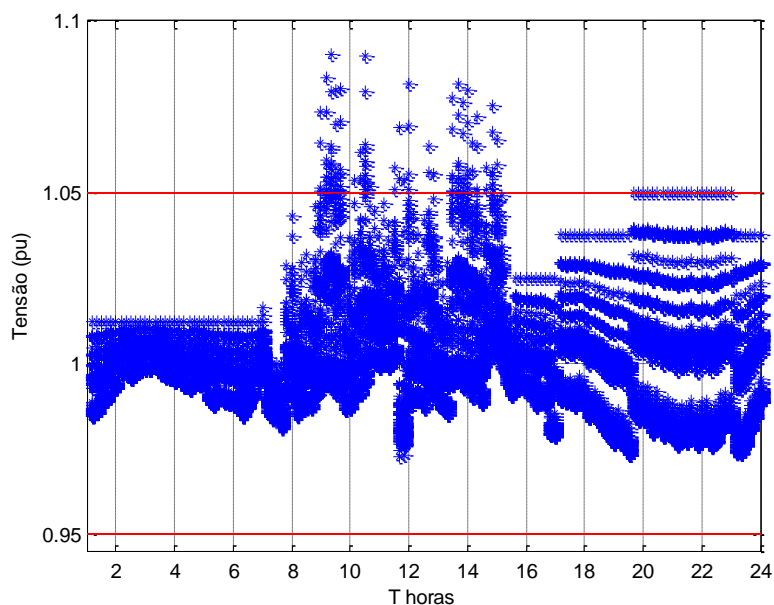
Figura 47 - Mudança do tap durante o dia.



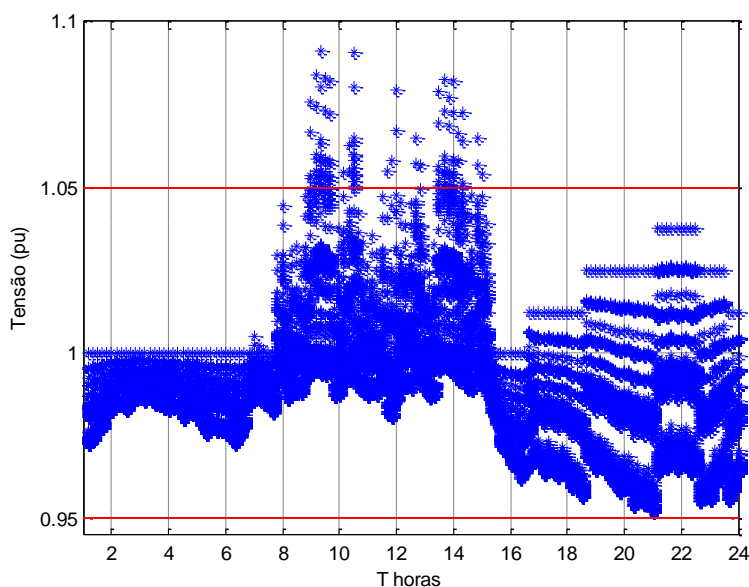
Fonte: Próprio autor.

Com os parâmetros da posição do *tap* para cada ciclo de controle, é calculado o fluxo de carga ótimo no dia atual. Os desvios de tensão nos nós são mostrados na Figura 48-a e -b para os casos determinístico e estocástico, respectivamente. Como é possível observar nos dois casos somente há correção das subtensões na faixa de maior demanda.

Figura 48 - Variação da tensão durante o dia.



(a). – Método determinístico

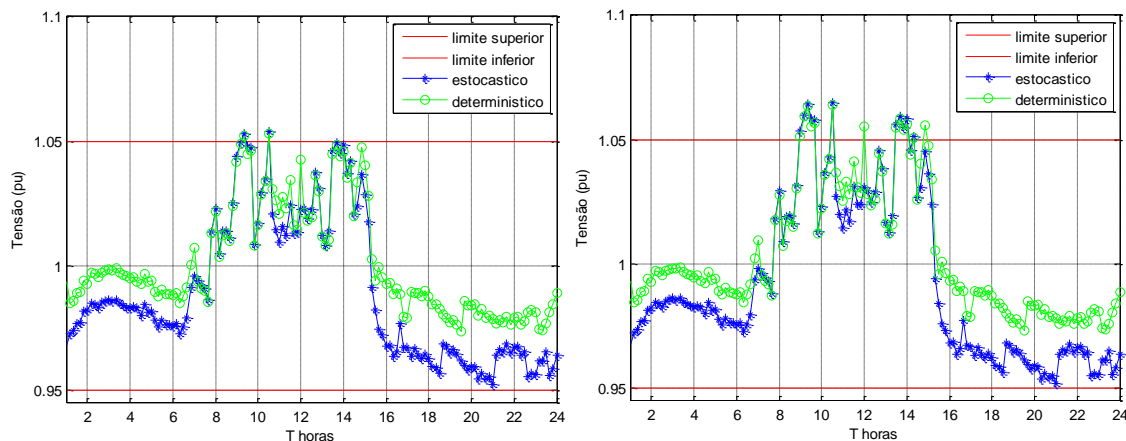


(b). – Método estocástico.

Fonte: Próprio autor.

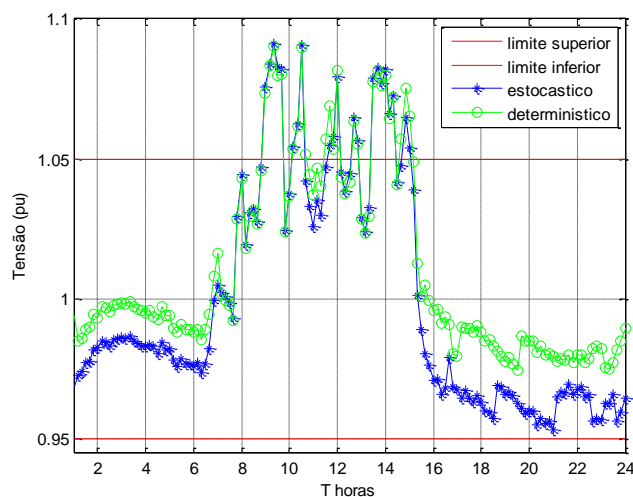
Na Figura 49-a, -b e -c pode-se observar o comportamento das tensões nos nós com GFs instalados. Novamente, as sobretensões estão evidentes e os dois métodos corrigem somente o período de máxima demanda.

Figura 49 - Variação da tensão no nós dos GFs.



(a). – Variação da tensão no nó 88.

(b). – Variação da tensão no nó 96.

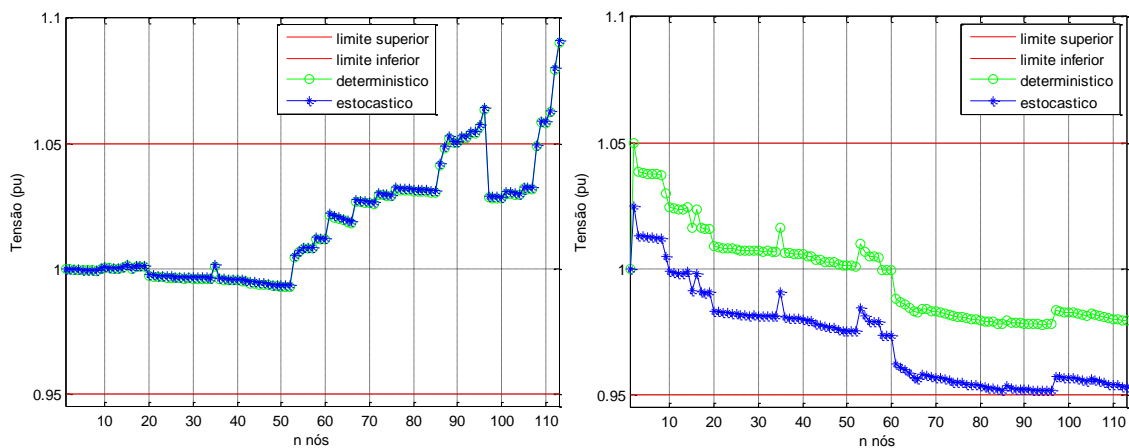


(c). – Variação da tensão no nó 114.

Fonte: Próprio autor.

Uma vez que as mudanças das posições de *tap* são semelhantes para os dois métodos, as máximas tensões obtidas também são similares, como é mostra na Figura 50-a. Contudo, as tensões mínimas apresentam uma maior diferença entre os dois métodos como mostra na Figura 50-b. O método determinístico obtém melhores resultados.

Figura 50 - Variação da tensão máxima e mínima no dia.



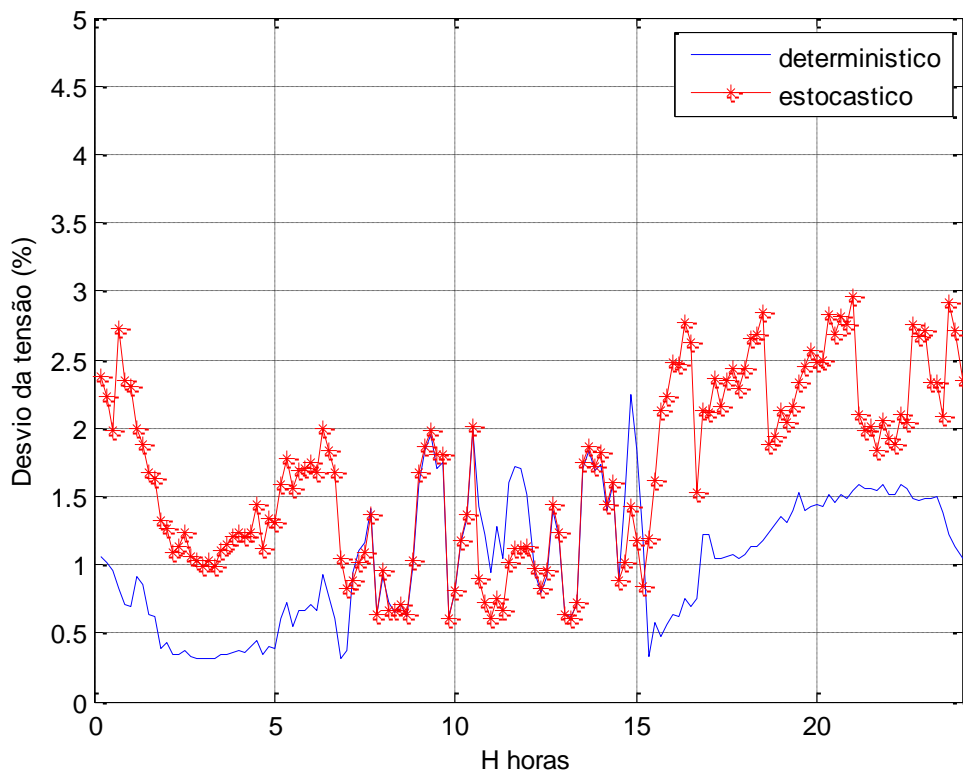
(a). – Variação da tensão máxima nos nós.

(b). – Variação da tensão mínima nos nós.

Fonte: Próprio autor.

Os desvios da tensão obtidos pelo método determinístico são melhores que os desvios obtidos pelo método estocástico, como é mostrado na Figura 51.

Figura 51 - Desvio da tensão do sistema durante o dia.

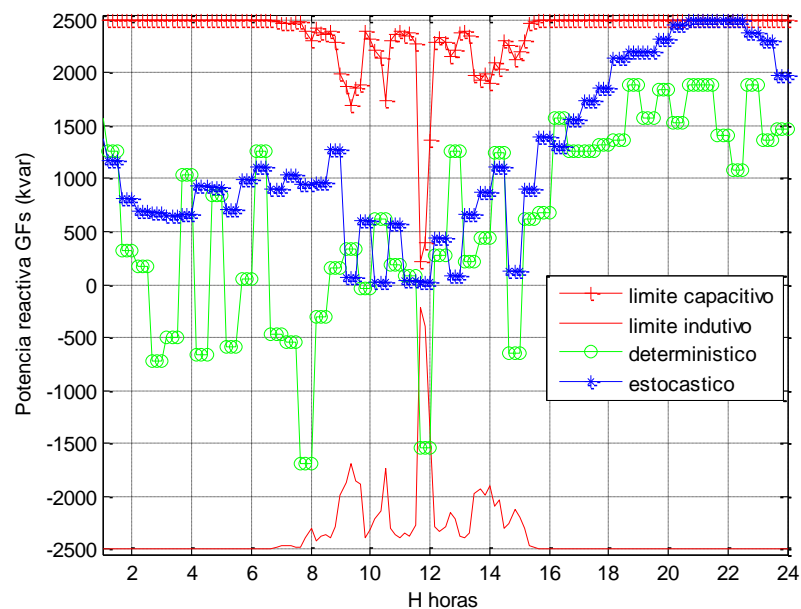


Fonte: Próprio autor.

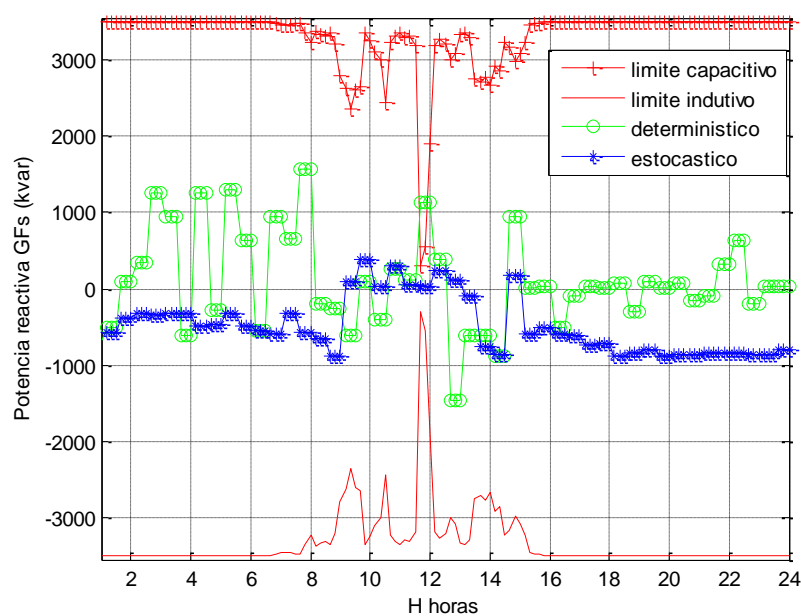
5.2.2 Caso 2 sistema de 123 nós com GFs- reguláveis / *tap* não regulável.

Neste caso a regulação é feita usando somente o inversor dos GFs enquanto a posição do *tap* fica em zero. Na Figura 52-a, -b e -c é mostrada a injeção de potência reativa feita pelos GFs, usando o método determinístico e estocástico.

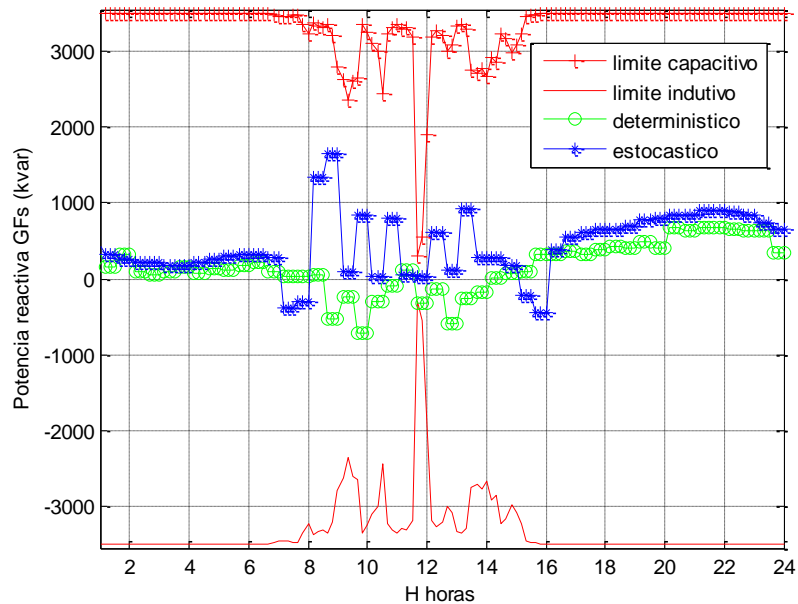
Figura 52 - Injeção de Potência reativa dos GFs no dia.



(a). – Injeção de Potência reativa no nó 88.



(b). – Injeção de Potência reativa no nó 96.

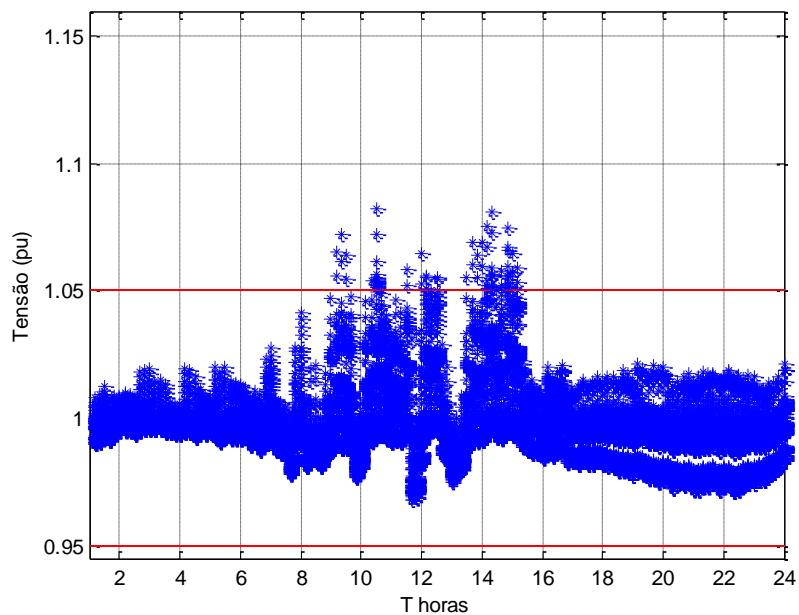


(c). – Injeção de Potência reativa no nó 114

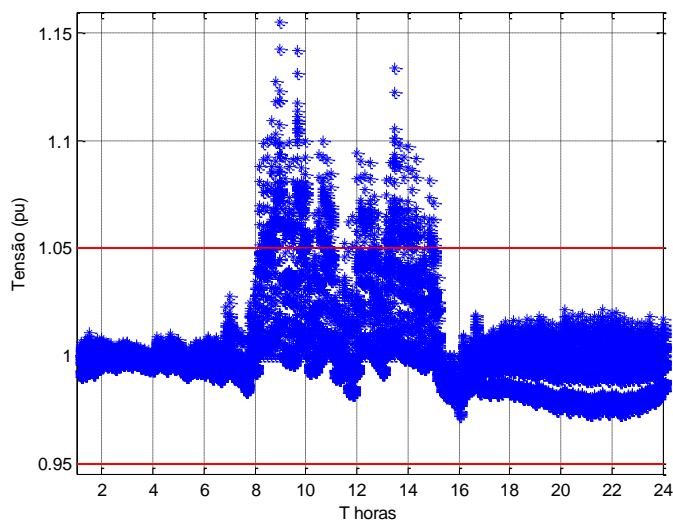
Fonte: Próprio autor.

Com os valores dos parâmetros da injeção de potência reativa dos GFs para cada ciclo de controle, calcula-se o fluxo de carga ótimo no dia seguinte. Os desvios de tensão são mostrados na Figura 53-a e -b para os casos determinístico e estocástico.

Figura 53 - Variação da tensão durante o dia.



(a). – Método determinístico

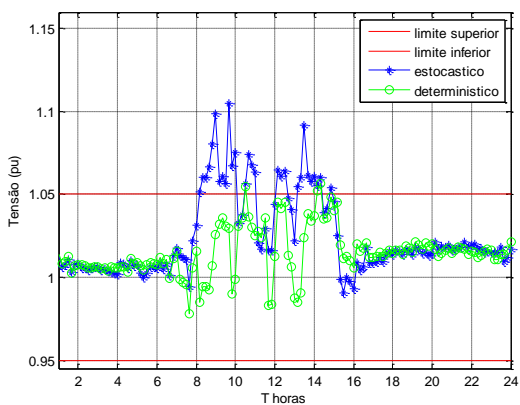


(b). – Método estocástico.

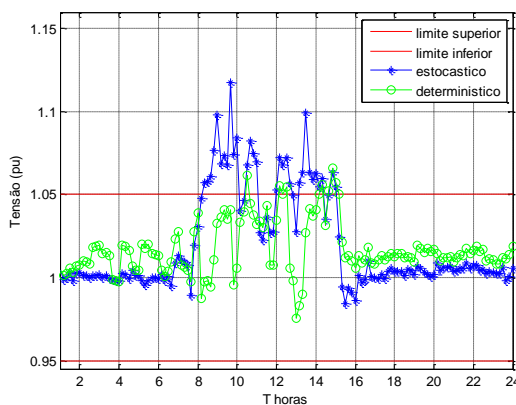
Fonte: Próprio autor

Na Figura 54-a, -b e -c pode-se observar o comportamento das tensões nos nós com GFs instalados. As sobretensões ainda são evidentes.

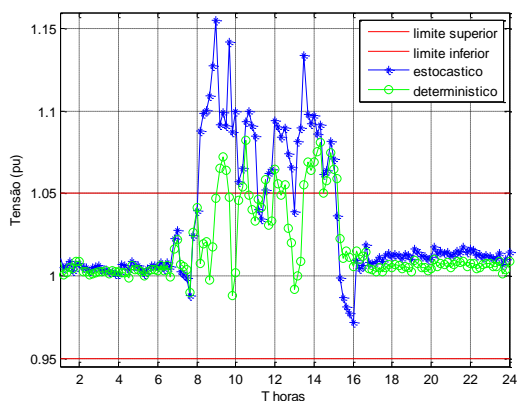
Figura 54 - Variação da tensão no nós dos GFs.



(a). – Variação da tensão no nó 13.



(b). – Variação da tensão no nó 29.

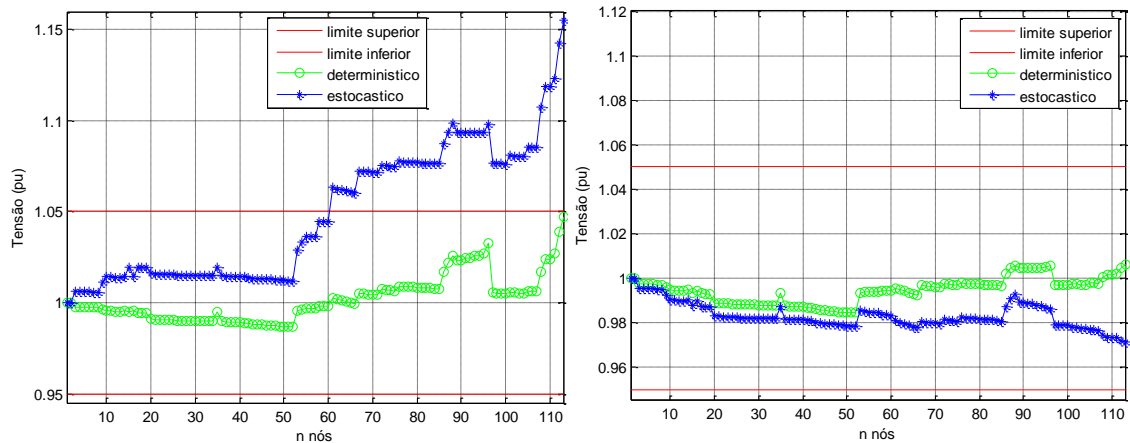


(c). – Variação da tensão no nó 33.

Fonte: Próprio autor.

Os pontos de operação das máximas e mínimas tensões no dia para os casos estocástico e determinístico são comparados. O método determinístico obtém melhores resultados que o método estocástico, como é mostrado na Figura 55-a e -b.

Figura 55 - Variação da tensão máxima e mínima no dia.

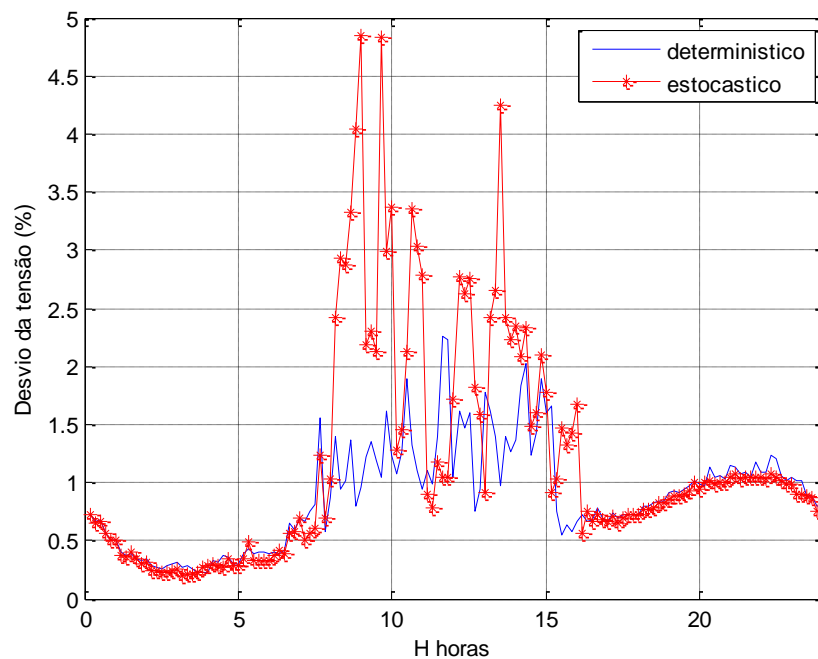


(a). – Variação da tensão máxima nos nós. (b). – Variação da tensão mínima nos nós.

Fonte: Próprio autor.

Nos desvios da tensão na faixa de radiação o método determinístico obtém os menores resultados, como é mostrado na Figura 56.

Figura 56 - Desvio da tensão do sistema no dia.

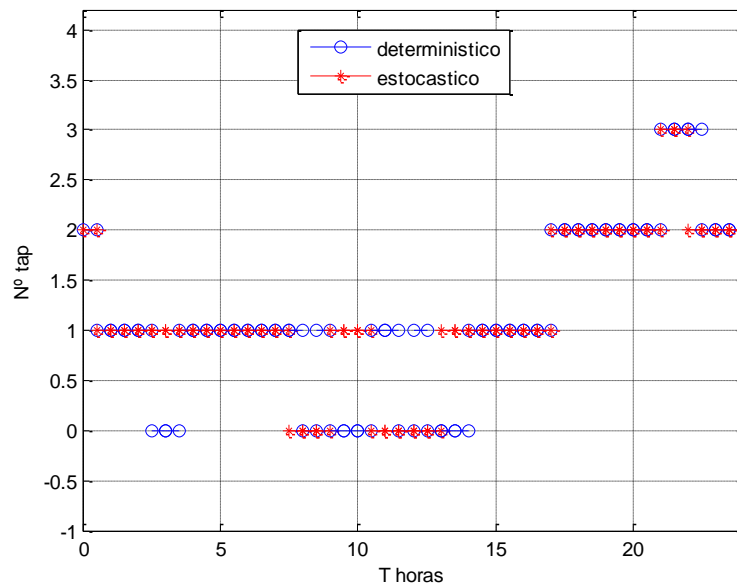


Fonte: Próprio autor.

5.2.3 Caso 3 sistema de 123 nós com GFs - reguláveis / tap-regulável.

Neste último caso a regulação é realizada pelos dois dispositivos de controle de tensão: OLTC e inversor dos GFs. Na Figura 57 apresentam-se as posições do *tap* no dia para os casos determinístico e estocástico.

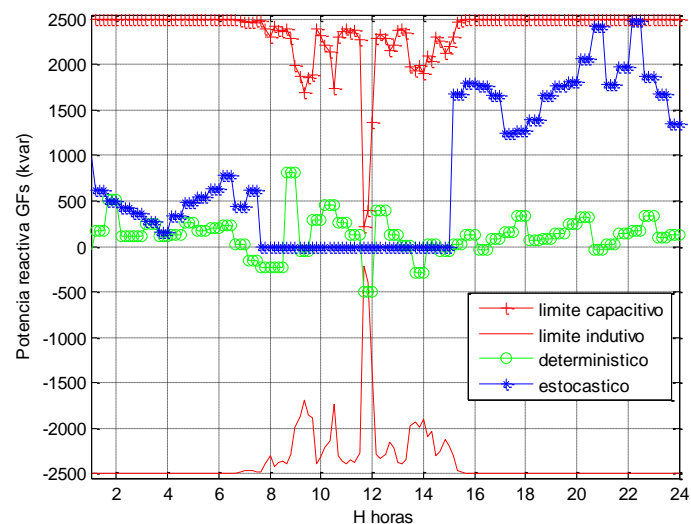
Figura 57 - Mudança do *Tap* durante o dia.



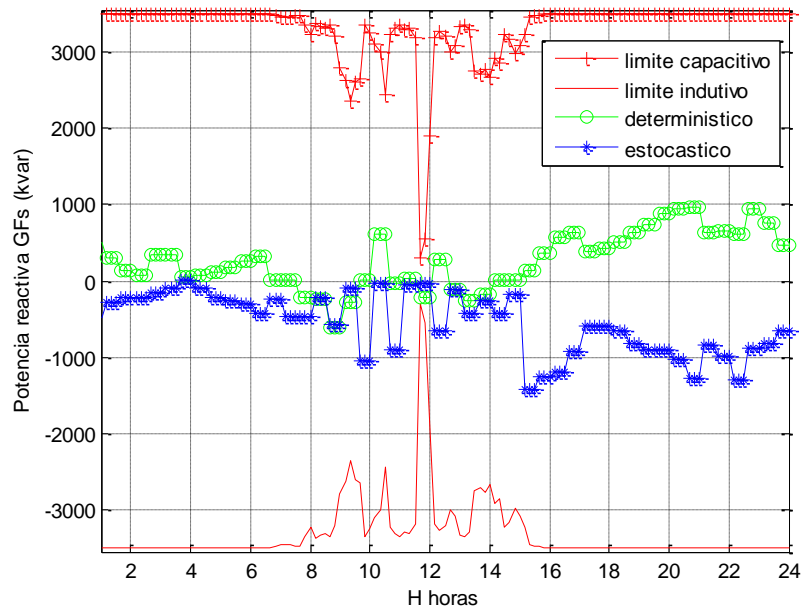
Fonte: Próprio autor.

Na Figura 58-a, -b e -c mostram-se as injeções de potência reativa realizadas pelos GFs.

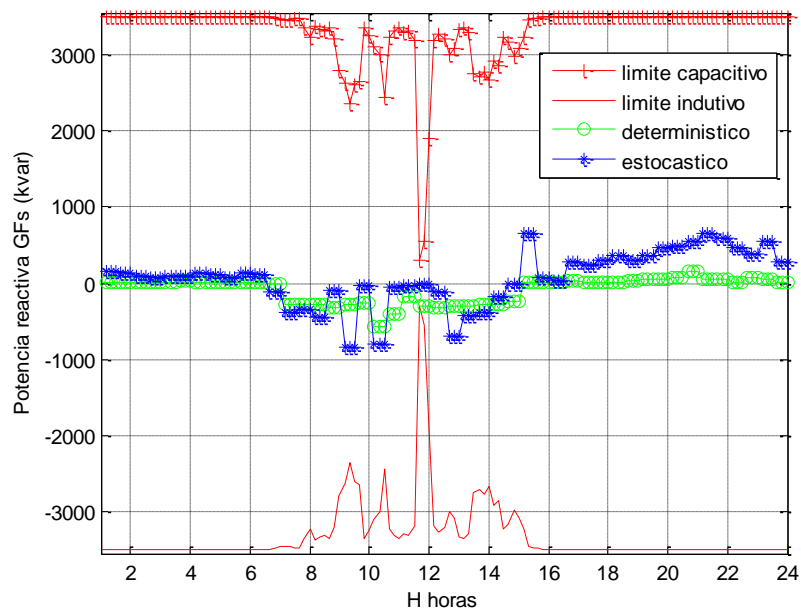
Figura 58 - Injeção de potência reativa dos GFs no dia.



(a). – Injeção de potência reativa no nó 88.



(b). – Injeção de Potência reativa no nó 96.

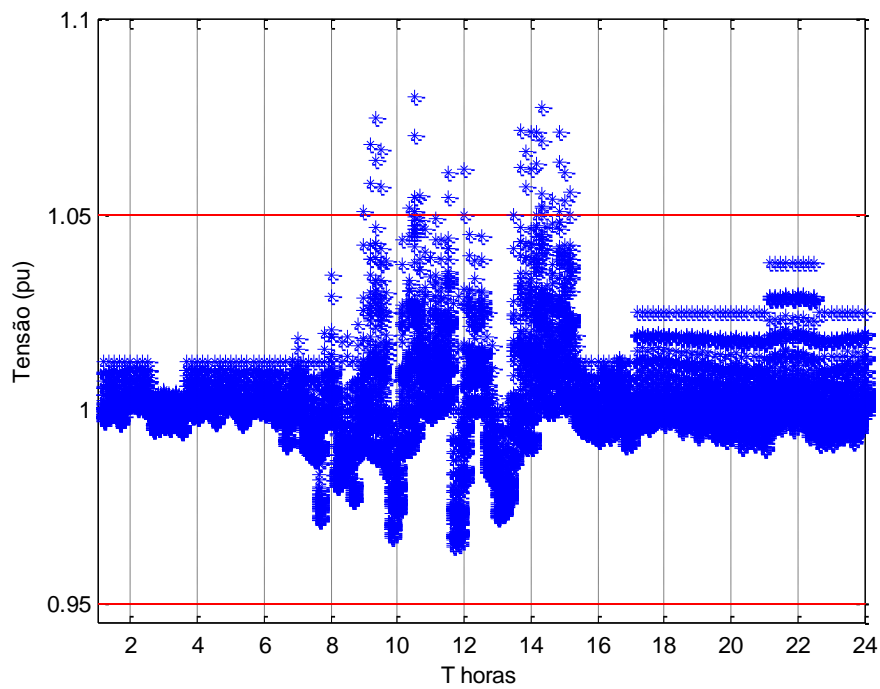


(c). – Injeção de potência reativa no nó 114

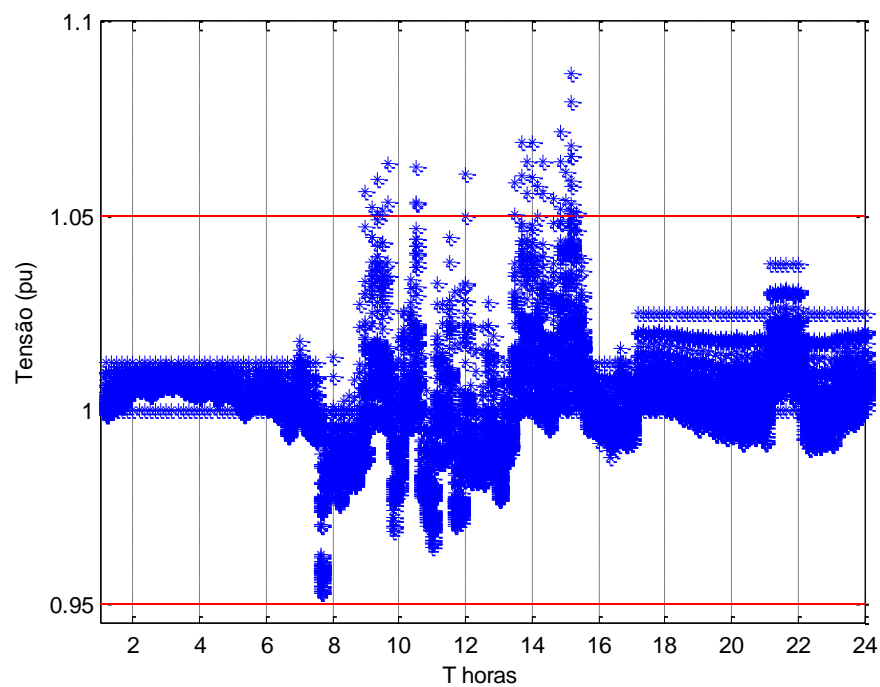
Fonte: Próprio autor.

Com os valores dos parâmetros das posições do *tap* do OLTC e das injeções de potência reativa realizadas pelos GFs para cada ciclo de controle, calcula-se o fluxo de carga ótimo no dia seguinte. Os desvios de tensão são mostrados na Figura 59-a e -b para os casos determinístico e estocástico. Em ambos os casos a correção das sobretensões não é verificada.

Figura 59 - Variação da tensão durante o dia.



(a). – Método determinístico

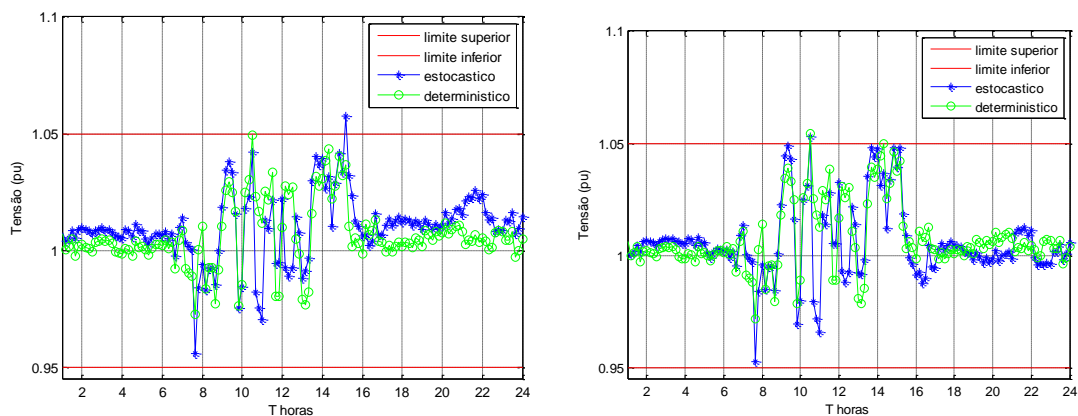


(b). – Método estocástico.

Fonte: Próprio autor.

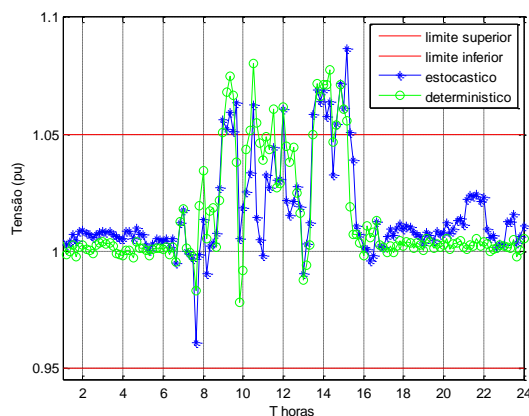
Figura 60-a, -b e -c mostra o comportamento das tensões nos nós com GFs instalados. As sobretensões permanecem evidentes.

Figura 60 - Variação da tensão no nós dos GFs.



(a). – Variação da tensão no nó 88.

(b). – Variação da tensão no nó 96.

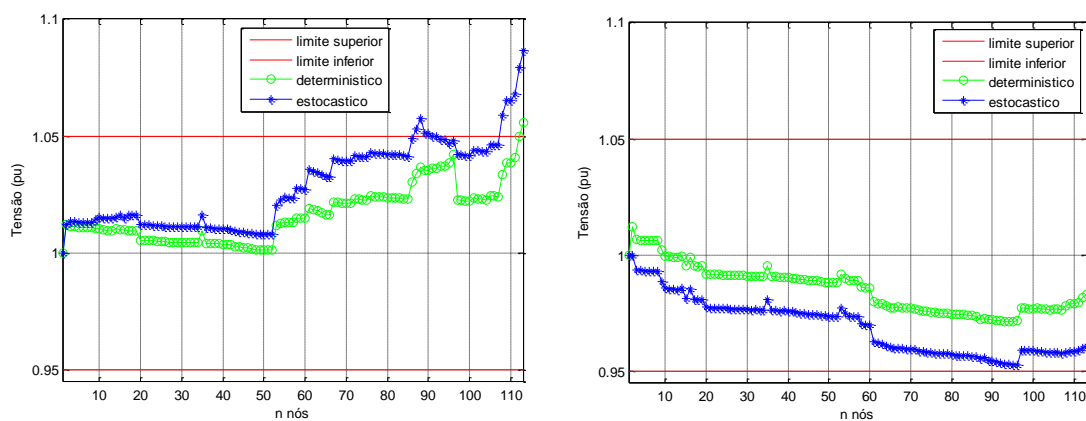


(c). – Variação da tensão no nó 114.

Fonte: Próprio autor.

Neste último caso, as variações de tensão para os pontos de operação das máximas e mínimas tensões são mostrados nas Figura 61-a e -b. O caso determinístico obtém os melhores resultados.

Figura 61 - Variação da tensão máxima e mínima no dia.



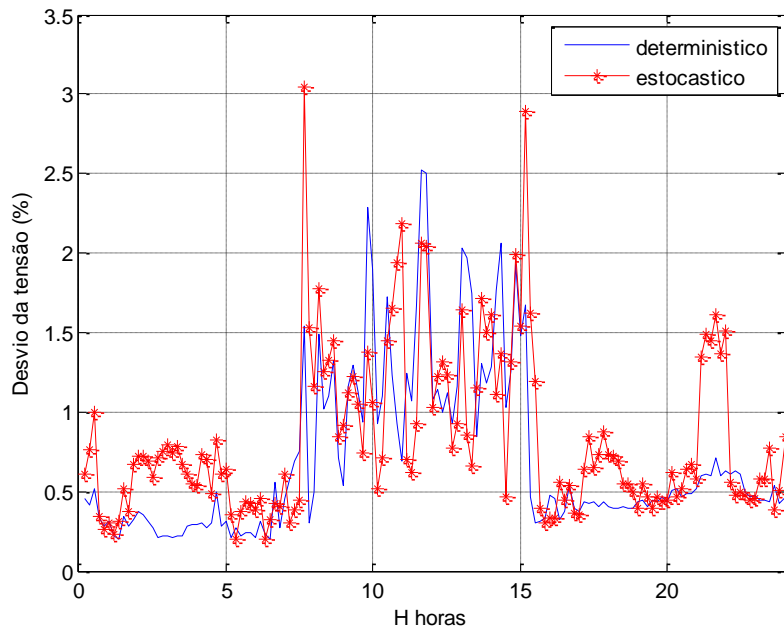
(a). – Variação da tensão máxima nos nós.

(b). – Variação da tensão mínima nos nós.

Fonte: Próprio autor.

Os desvios da tensão obtidos pelo método determinístico são menores, como é evidenciado na Figura 62.

Figura 62 - Desvio da tensão do sistema no dia.



Fonte: Próprio autor.

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONCLUSÕES

- Para avaliar as duas metodologias foram usados 10 cenários de predição e um cenário do dia seguinte para analisar os resultados dos parâmetros de regulação;
- As tensões dos sistemas testes sem regulação tinham problemas de sobretensões na faixa na radiação e subtensões na faixa de máximas demandas;
- No caso 1, onde o controle da tensão foi realizado com a predição das posições do *tap*, os dois métodos corrigiram somente as subtensões;
- Nos casos 2 e 3, observou-se, nos gráficos de injeção de potência reativa, que a injeção de reativos obtidos pela metodologia determinística violaram os limites da capacidade de geração. Logo, a produção de reativos para o dia seguinte usando este método não é viável;
- No caso 2, observou-se, na Figuras 33 do sistema de 34 nós, que os métodos de predição dos parâmetros não corrigiram as tensões para dentro dos limites permitidos e, na Figura 53 do sistema de 123, somente foi corrido as subtensões;
- No caso 3 usando os dois dispositivos de controle de tensão a predição melhorou com o uso do método estocástico. No caso determinístico a geração de reativo ultrapassou o limite permitido de geração;
- A predição usando o método estocástico tem menores trocas dos parâmetros de controle dos dispositivos de regulação para um dia real;
- A predição de reativos pelo método estocástico pode ser melhorada aumentando cenários de predição e aumentando os cenários do dia seguinte;
- A predição de reativos pelo método estocástico pode ser melhorada também reduzindo o tempo de controle de mudança das regulações dos dispositivos.

6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Adicionar dispositivos de controle ao algoritmo.

- Fazer uma metodologia previa da localização ótima de geradores fotovoltaicos.
- Provar o algoritmo no sistema real considerando a georeferência dos GFs e Mapeamento da radiação.
- Aumentar outros tipos da geração distribuída.
- Considerar os dispositivos de proteções do sistema.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *RN 687: micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica*. 2. ed. Brasília, DF: ANEEL, 2016.
- ALNASER, S. W.; OCHOA, L. F. Advanced network management systems: a risk-based ac opf approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 30, n. 1, p. 409-418, 2015.
- AREF, A.; DAVOUDI, M.; DAVOUDI, M. Optimal placement and estimation of DG capacity in distribution network's using genetic algorithm-based method. *Indian Journal of Science and Technology*, Gandhi Nagar, v. 5, n. 3, p. 2281-2286, 2012.
- BRANDINI, A. C. *Análise crítica de algoritmos de fluxo de carga usados em sistemas de distribuição radial*. 2000. 67 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira, 2000.
- DEGEFA, M.; LEHTONEN, M.; MILLAR, R.; ALAHÄIVÄLÄ, A.; SAARIJÄRVI, E. Optimal voltage control strategies for day-ahead active distribution network operation. *Electric Power Systems Research*, Amsterdam, v. 127, p. 41-52, 2015.
- GONÇALVES, R. R. *Modelos de programação linear inteira mista para resolver problemas de otimização de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais*. 2013. 209 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira, 2013.
- FRANCO, J. F. B, GALLEGO, R. A., RENDON, D. E. R. Localización óptima de reguladores de tensión en sistemas de distribución con un modelamiento trifásico. *Scientia et Technica Año XII*, Pereira, n. 32, p. 109- 114, 2006.
- MONTOYA, F. G. *Optimización de tensión en redes de distribución utilizando técnicas evolutivas*. 2009. Tesis (Doctoral) - Universidad de Granada, Granada, 2009.
- JUAMPÉREZ GOÑI, M. A.; YANG, G.; KJÆR, S. B. Voltage regulation in LV grids by coordinated volt-var control strategies. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, Nanjing, p. 1-11, 2014.
- KRISHNAPPA, J. *Active networks: demand side management y voltage control*. Glasgow: Energy Systems Research Unit Department of Mechanical Engineering University of Strathclyde, Glasgow, 2008.
- MELGAR DOMINGUEZ, O. D. *Modelo matemático para o controle ótimo de Volt/Var em sistemas de distribuição de energia elétrica trifásicos*. 2015. 103 f. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira, 2015.
- MENESES CRUZ, M. R. *Benefits of Coordinating Distribution Network Reconfiguration with Distributed Generation and Energy Storage Systems*. 2016. Dissertação (mestrado) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2016.

- MUFARIS, A.; BABA, J.; YOSHIZAWA, S.; HAYASHI, Y. Dynamic voltage regulator operation with demand side management for voltage control. *IEEE EINDHOVEN EINDHOVEN POWERTECH*, 2015, *Proceedings...* New York: IEEE, 2015.
- OCHOA, L. F.; KEANE, A.; HARRISON, G. P. Minimizing the reactive support for distributed generation: enhanced passive operation and smart distribution networks. *IEEE Transactions on power systems*, New York, v. 26, n. 4, p. 2134-2142, 2011.
- PADILHA, L. N. *Análise comparativa de estratégias para regulação de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de geradores distribuídos*. 2010. Dissertação (Mestrado) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de São Carlos, 2010.
- PRADO, I. F. *Alocação de geração distribuída utilizando o algoritmo genético de Chu-Beasley e índices de sensibilidade*. Santo André: Universidade Federal do ABC, 2013.
- PRODIST-ANEEL, M. 8. *Módulo 8: qualidade da energia elétrica*. [S. L.], 2017.
- QUIJANO RODEZNO, D. A. *Controle de tensão e reativos em redes de distribuição de energia elétrica*. 2014. 99 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira, 2014.
- RAMA RAO, P.; SIVANAGA RAJU, S. Voltage regulator placement in radial distribution system using plant growth simulation algorithm. *International Journal of Engineering, Science and Technology*, New York, v. 2, n. 6, p. 207-217, 2010.
- RESTREPO GRISALES, Y. S.; GRANADA ECHEVERRI, M.; GALLEGO RENDON, R. A. Instalación óptima de reguladores de tensión en sistemas de distribución usando la técnica de enfriamiento simulado. *Revista Tecnura*, Bogotá, v. 10, n. 20, p. 52-65, 2007.
- REZA AZIMI, S. E. Multiobjective daily Volt/VAr control in distribution systems with distributed generation using binary ant colony optimization. *TÜBİTAK, Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, 613-629. (2013).
- RIBEIRO, É. T. A. *Modelos de programação inteira mista para alocação ótima de banco de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais*. 2013. 103 f. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira, 2013.
- RICHARDSON, I.; THOMSON, M. *Integrated simulation of photovoltaic micro-generation and domestic electricity demand*. [S. l.]: Loughborough University Institutional Repository, 2011.
- RUEDA MEDINA, A. C. *Valoracao de servicos ancilares de geradores distribuídos*. Ilha Solteira: Unesp, 2012.
- SHIRMOHARMNADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A Compensation-based power flow methodo for weakly meshed distribution and transmission networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 3, n. 2, p. 753-762, 1988.

SHIVARUDRSWAMY, R.; GAONKAR, D.; NAYAK, S. K. Coordinated voltage control in 3 phase unbalanced distribution system with multiple regulators using Genetic Algorithm. *Sciverse Sciencedirect, Energy Procedia*, New York, v. 14, p. 1199-1206, 2012.

VIAWAN, F. A. *Voltage control and voltage stability of power distribution systems in the presence of distributed geration*. Göteborg: Chalmers University of Technology, 2008.

VUKOBRATOVIĆ, M.; MARIĆ, P.; HEDERÍĆ, Ž. Voltage and power losses control using distributed generation and computational intelligence. *Tehnički vjesnik*, Zagreb, v. 23, n. 4, p. 937-944, 2016.

WANG, Z.; CHEN, H.; WANG, J.; BEGOVIC, M. Inverter-Less Hybrid Voltage/Var Control for Distribution Circuits With Photovoltaic Generators. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Piscataway, v. 5, n. 6, p. 2718-2728, 2014.

WANG, Z.; WANG, J.; CHEN, B.; BEGOVIC, M. M.; HE, Y. MPC-Based Voltage/Var optimization for distribution circuits with distributed generators and exponential load models. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Piscataway, v. 5, n. 5, p. 2412-2420, 2014.

WAZIR, N. A. A. Analysis and optimization of IEEE 33 bus radial distributed system using optimization algorithm. *Journal of Emerging Trends in Applied Engineering (JETAE)*, [S. l.], v. 1, n. 2, p. 17-21, 2016.

ZHANG, L.; TANG, W.; LIANG, J.; CONG, P.; CAI, Y. Coordinated day-ahead reactive power dispatch in distribution network based on real power forecast errors. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 31, n. 3, p. 2472-2480, 2016.

ANEXO A - ALIMENTADOR DE 34 NÓS.

Tabela 2 - Dados do sistema de 34 nós

Vnom (kV)	=	11.00
-----------	---	-------

Dados das Linhas.

Nó <i>i</i>	Nó <i>j</i>	R(pu)	X(pu)	I _{max}
0	1	0.0000	0.0000	1500.00
1	2	0.1170	0.0480	1500.00
2	3	0.1073	0.0440	1500.00
3	4	0.1645	0.0457	1500.00
4	5	0.1495	0.0415	1500.00
5	6	0.1495	0.0415	1500.00
6	7	0.3144	0.0540	1500.00
7	8	0.2096	0.0360	1500.00
8	9	0.3144	0.0540	1000.00
9	10	0.2096	0.0360	1500.00
10	11	0.1310	0.0225	1500.00
11	12	0.1048	0.0180	1500.00
3	13	0.1572	0.0270	1500.00
13	14	0.2096	0.0360	1500.00
14	15	0.1048	0.0180	1500.00
15	16	0.0524	0.0090	1500.00
6	17	0.1794	0.0498	1500.00
17	18	0.1645	0.0457	1500.00
18	19	0.2079	0.0473	1500.00
19	20	0.1890	0.0430	1500.00
20	21	0.1890	0.0430	1500.00
21	22	0.2620	0.0450	1000.00
22	23	0.2620	0.0450	1500.00
23	24	0.3144	0.0540	1500.00
24	25	0.2096	0.0360	1000.00
25	26	0.1310	0.0225	1000.00
26	27	0.1048	0.0180	1000.00
7	28	0.1572	0.0270	1000.00
28	29	0.1572	0.0270	1000.00
29	30	0.1572	0.0270	1000.00
10	31	0.1572	0.0270	1000.00
31	32	0.2096	0.0360	1000.00
32	33	0.1572	0.0270	1000.00
33	34	0.1048	0.0180	1000.00

Dados nos nós.

Nós	P(kW)	Q(kVar)
0	0	0
1	0	0
2	391	242.25
3	0	0
4	391	242.25
5	391	242.25
6	0	0
7	0	0
8	391	242.25
9	391	242.25
10	0	0
11	391	242.25
12	232.9	142.8
13	122.4	76.5
14	122.4	76.5
15	122.4	76.5
16	22.95	12.75
17	391	242.25
18	391	242.25
19	391	242.25
20	391	242.25
21	391	242.25
22	391	242.25
23	391	242.25
24	391	242.25
25	391	242.25
26	391	242.25
27	232.9	144.5
28	127.5	81.6
29	127.5	81.6
30	127.5	81.6
31	96.9	63.75
32	96.9	63.75
33	96.9	63.75
34	96.9	63.75

Fonte: Próprio autor.

ANEXO B - ALIMENTADOR DE 123 NÓS

Tabela 3 - Dados de sistema de 123 nós

Vnom (kV)	=	4.16
-----------	---	------

Dados das Linhas

Nó <i>i</i>	Nó <i>j</i>	R(pu)	X(pu)	Nó <i>i</i>	Nó <i>j</i>	R(pu)	X(pu)	Imax
150	149	0.0000	0.0000	36	37	0.0735	0.0431	1500.00
1	2	0.0429	0.0252	36	38	0.0613	0.0359	1500.00
1	3	0.0613	0.0359	38	39	0.0797	0.0467	1500.00
1	7	0.0201	0.0412	40	41	0.0797	0.0467	1500.00
3	4	0.0490	0.0288	40	42	0.0167	0.0343	1500.00
3	5	0.0797	0.0467	42	43	0.1226	0.0719	1500.00
5	6	0.0613	0.0359	42	44	0.0134	0.0275	1500.00
7	8	0.0134	0.0275	44	45	0.0490	0.0288	1500.00
8	12	0.0552	0.0323	44	47	0.0167	0.0343	1500.00
8	9	0.0552	0.0323	45	46	0.0735	0.0275	1500.00
8	13	0.0201	0.0412	47	48	0.0100	0.0288	1500.00
9	14	0.1042	0.0611	47	49	0.0167	0.0343	1500.00
13	34	0.0368	0.0216	49	50	0.0167	0.0431	1500.00
13	18	0.0553	0.1133	50	51	0.0167	0.0206	1500.00
14	11	0.0613	0.0359	52	53	0.0134	0.0343	1500.00
14	10	0.0613	0.0359	53	54	0.0084	0.0343	1500.00
15	16	0.0919	0.0539	54	55	0.0184	0.0343	1500.00
15	17	0.0858	0.0503	54	57	0.0234	0.0275	1500.00
18	19	0.0613	0.0359	55	56	0.0184	0.0172	1500.00
18	21	0.0201	0.0412	57	58	0.0613	0.0378	1500.00
19	20	0.0797	0.0467	57	60	0.0502	0.0480	1500.00
21	22	0.1287	0.0755	58	59	0.0613	0.0378	1500.00
21	23	0.0167	0.0343	60	62	0.0531	0.0359	1500.00
23	24	0.1348	0.0791	62	63	0.0372	0.1030	1500.00
23	25	0.0184	0.0378	63	64	0.0743	0.0375	1500.00
25	26	0.0234	0.0526	64	65	0.0902	0.0456	1500.00
25	28	0.0134	0.0275	65	66	0.0690	0.0349	1500.00
26	33	0.1410	0.1132	67	68	0.0490	0.0288	1500.00
26	31	0.0552	0.0323	67	72	0.0184	0.0378	1500.00
28	29	0.0201	0.0412	67	97	0.0167	0.0343	1500.00
29	30	0.0234	0.0480	68	69	0.0674	0.0395	1500.00
31	32	0.0735	0.0431	69	70	0.0797	0.0467	1500.00
34	15	0.0245	0.0144	70	71	0.0674	0.0395	1500.00
35	36	0.0435	0.0977	72	73	0.0674	0.0395	1500.00
35	40	0.0167	0.0343	72	76	0.0134	0.0275	1500.00

Fonte: Próprio autor.

Dados das Linhas

Nó <i>i</i>	Nó <i>j</i>	R(pu)	X(pu)	Nó <i>i</i>	Nó <i>j</i>	R(pu)	X(pu)	Imax
73	74	0.0858	0.0503	95	96	0.0490	0.0288	1500.00
74	75	0.0981	0.0575	97	98	0.0184	0.0378	1500.00
76	77	0.0268	0.0549	98	99	0.0368	0.0755	1500.00
76	86	0.0469	0.0961	99	100	0.0201	0.0412	1500.00
77	78	0.0067	0.0137	101	102	0.0552	0.0323	1500.00
78	79	0.0151	0.0309	101	105	0.0184	0.0378	1500.00
78	80	0.0318	0.0652	102	103	0.0797	0.0467	1500.00
80	81	0.0318	0.0652	103	104	0.1716	0.1006	1500.00
81	82	0.0167	0.0343	105	106	0.0552	0.0323	1500.00
81	84	0.1655	0.0970	105	109	0.1321	0.1093	1500.00
82	83	0.0167	0.0343	106	107	0.1410	0.0827	1500.00
84	85	0.1164	0.0683	109	110	0.0735	0.0431	1500.00
86	87	0.0301	0.0618	110	111	0.1410	0.0827	1500.00
87	88	0.0429	0.0252	110	112	0.0306	0.0180	1500.00
87	89	0.0184	0.0378	112	113	0.1287	0.0755	1500.00
89	90	0.0552	0.0323	113	114	0.0797	0.0467	1500.00
89	91	0.0151	0.0309	18	35	0.0251	0.0515	1500.00
91	92	0.0735	0.0431	149	1	0.0268	0.0549	1500.00
91	93	0.0151	0.0309	13	52	0.0268	0.0549	1500.00
93	94	0.0674	0.0395	60	67	0.0234	0.0480	1500.00
93	95	0.0201	0.0412	97	101	0.0167	0.0343	1500.00

Fonte: Próprio autor.

Dados nos nós

Nós	P(kW)	Q(kVar)	Nós	P(kW)	Q(kVar)
149	0	0	16	40	20
150	0	0	17	20	10
1	40	20	18	0	0
2	20	10	19	40	20
3	0	0	20	40	20
4	40	20	21	0	0
5	20	10	22	40	20
6	40	20	23	0	0
7	20	10	24	40	20
8	0	0	25	0	0
9	40	20	26	0	0
10	20	10	28	40	20
11	40	20	29	40	20
12	20	10	30	40	20
13	0	0	31	20	10
14	0	0	32	20	10
15	0	0	33	40	20

Fonte: Próprio autor.

Dados nos nós

Nós	P(kW)	Q(kVar)	Nós	P(kW)	Q(kVar)
34	40	20	75	40	20
35	40	20	76	245	180
36	0	0	77	40	20
37	40	20	78	0	0
38	20	10	79	40	20
39	20	10	80	40	20
40	0	0	81	0	0
41	20	10	82	40	20
42	20	10	83	20	10
43	40	20	84	20	10
44	0	0	85	40	20
45	20	10	86	20	10
46	20	10	87	40	20
47	105	75	88	40	20
48	210	150	89	0	0
49	140	95	90	40	20
50	40	20	91	0	0
51	20	10	92	40	20
52	40	20	93	0	0
53	40	20	94	40	20
54	0	0	95	20	10
55	20	10	96	20	10
56	20	10	97	0	0
57	0	0	98	40	20
58	20	10	99	40	20
59	20	10	100	40	20
60	20	10	101	0	0
62	40	20	102	20	10
63	40	20	103	40	20
64	75	35	104	40	20
65	140	100	105	0	0
66	75	35	106	40	20
67	0	0	107	40	20
68	20	10	109	40	20
69	40	20	110	0	0
70	20	10	111	20	10
71	40	20	112	20	10
72	0	0	113	40	20
73	40	20	114	20	10
74	40	20			

Fonte: Próprio autor.