

## GRUPO DE ESTUDO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - GDI

### CONTROLADOR MULTICRITÉRIO DE BANCO DE CAPACITORES INSTALADOS EM SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO DA CEMIG D

FERNANDO SEBASTIÃO DA SILVA (1); MARISA LAGES MURTA (1); MATEUS MARTINS COELHO (1)  
CEMIG (1)

#### RESUMO

O trabalho apresenta a nova solução desenvolvida pela empresa para controle dos bancos de capacitores das subestações, permitindo maior flexibilidade operativa para o Centro de Operação, a partir da seleção remota das variáveis de controle (Corrente, FP, Horário, Reativo e Tensão) e parametrização remota das faixas de operação. São apresentadas as principais características da nova solução, os ganhos obtidos e esperados com aplicações reais do novo controlador. A solução aumenta a flexibilidade operativa, reduz o tempo necessário para configurações e evita os custos com mobilização e deslocamento de técnicos até as subestações da utilização do novo relé, demonstrando os benefícios da utilização dessa nova tecnologia.

#### PALAVRAS-CHAVE

Banco de capacitores. Controlador Multicritério. Controle de fator de potência. Controle de tensão. Usinas fotovoltaicas.

#### 1. INTRODUÇÃO

A entrada massiva das gerações distribuídas (GD), principalmente as Usinas Fotovoltaicas (UFV), tem impactado e tornado ainda mais dinâmica a operação do SEP (Sistema Elétrico de Potência) [2,3,7], exigindo cada vez mais um controle automático e eficiente da compensação de potência reativa e da regulação de tensão, para manutenção da qualidade de energia conforme estabelecido no Prodist [1].

Dependendo da relação entre a potência gerada nas UFV e a carga do SEP durante o período de insolação, podem ocorrer rampas de demanda íngremes, descendentes no início e ascendentes no final desse período, provocando um vale na curva de carga, formando, conforme Figura 1, a dita Curva do Pato [4]. Assim, espera-se que ocorra sobretensão na transição da carga leve para a média (por volta das 06:00) e subtensão da carga média para pesada (por volta das 17:30). Além disso, conforme Figura 2, em dias nublados verifica-se, também, grande oscilação das gerações fotovoltaicas que, dependendo do sistema ao qual estejam conectadas, resulta em variações bruscas de tensão.

Nessa condição, os reguladores de tensão e bancos de capacitores serão cada vez mais solicitados, devendo ser controlados de forma ágil e precisa, o que somente é possível através de automatismos em decorrência da grande quantidade de equipamentos a serem controlados em um curto espaço de tempo.

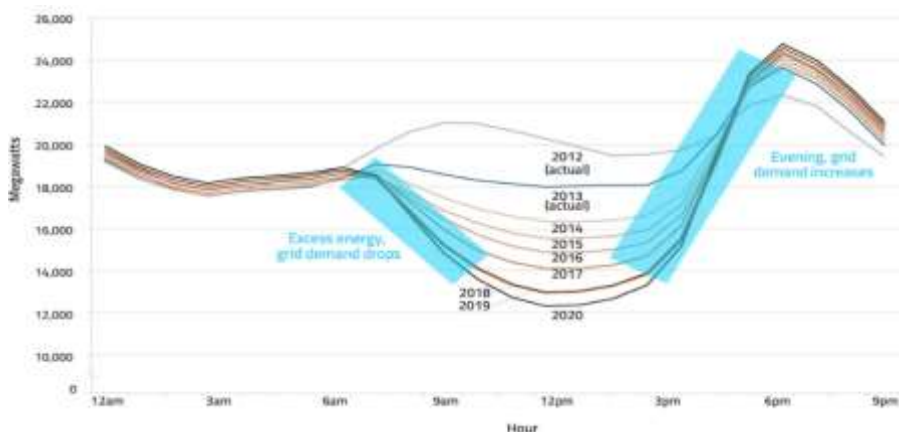
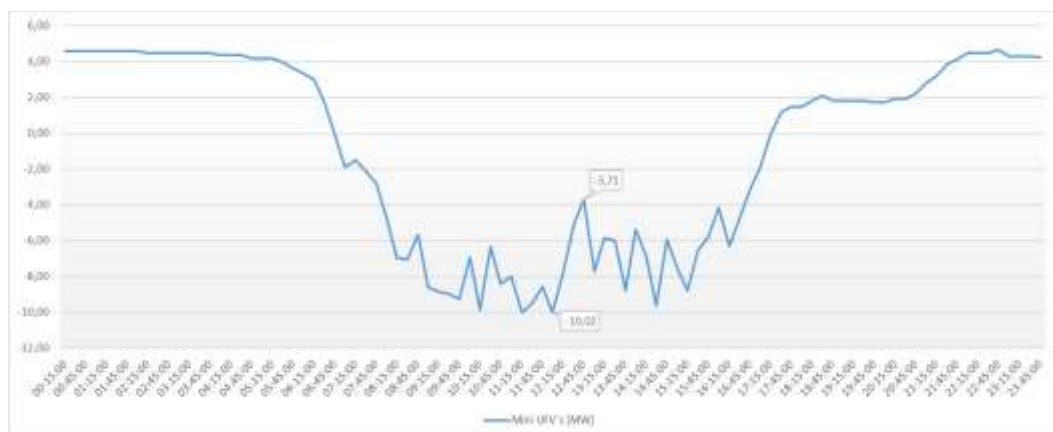


Figura 1 - Curva Típica Influenciada pelas Usinas Fotovoltaicas - Curva do Pato [4]

A Figura 2 apresenta uma inversão e oscilação intensa de fluxo de potência ativa, medido em uma SE 138-13,8 kV, devido a passagem de nuvens sobre Mini UFV conectadas no Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT). Essas oscilações, abruptas, impactam no controle/regulação de tensão na barra da SE (Subestação).



**Figura 2 – Inversão/Oscilação de Fluxo de Potência Ativa na SE - Nuvens sobre UFV no SDMT. Fonte: Autor**

Os bancos de capacitores são equipamentos com a função de compensação de potência reativa, controle de fator de potência, de tensão e filtro de harmônicos [5,6]. Geralmente, o controle automático dos bancos de capacitores é realizado através de Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED), PLC ou relés. No caso de falha ou inexistência desses dispositivos de controle, os bancos podem ser operados remotamente pelos técnicos nos centros de operação do sistema ou via automatismo no SCADA [7], ambos dependentes da integridade de comunicação com a remota da SE. Além disso, a primeira condição não é a ideal, pois, devido à grande quantidade de equipamentos a se operar e outras ações que podem ser prioritárias em tempo real, os bancos são ligados ou desligados de forma tardia, somente após alarmes indicando a violação de algum parâmetro pré-estabelecido, como exemplo, violação de tensão ou fator de potência. Assim, o principal objetivo do desenvolvimento, especificação e aplicação do IED controlador multicritério, apresentado neste trabalho, é garantir um controle eficiente dos bancos de capacitores instalados nas SE, não sendo afetado por possíveis falhas de comunicação com as remotas das SE.

## 2. DESENVOLVIMENTO

### 2.1. Metodologia

#### 2.1.1. Premissas Consideradas no Desenvolvimento

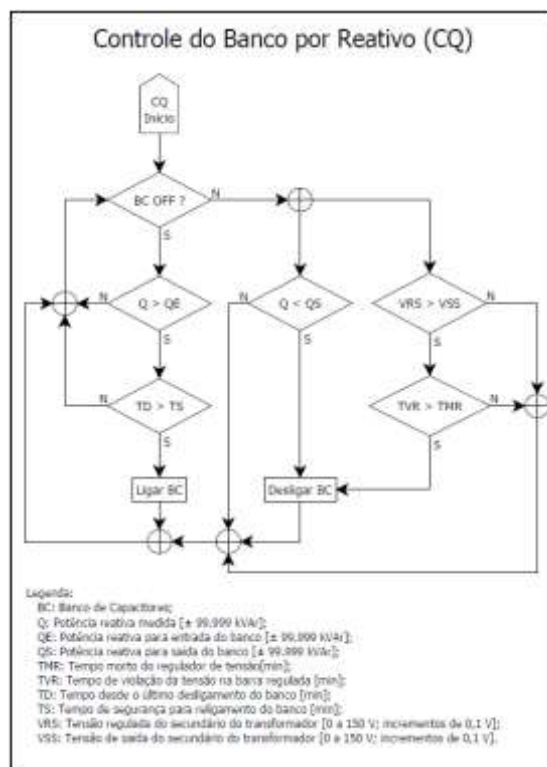
O algoritmo proposto, para o controle e operação dos bancos de capacitores através do IED, é embasado nas seguintes observações e premissas:

- Como o objetivo é controlar os bancos de capacitores, o IED não substitui as funções de proteção;
- O comando do técnico de supervisão do COD é prioritário sobre o IED;
- Conforme [8], os bancos de capacitores não podem ser fechados com tensão residual superior a 10%, logo, somente podem ser religados após 5 minutos contados a partir da última manobra;
- A escolha do parâmetro de controle, ou seja, se por corrente, fator de potência, horário, potência ou tensão, depende das características das cargas e sistema ao qual os bancos estão inseridos;
- Quando a função de controle principal (função objetivo) é a tensão, monitora-se a da barra não regulada. Essa condição elimina a interferência dos reguladores de tensão nesse parâmetro;
- A tensão na barra regulada é uma função restritiva e prioritária sobre todas as funções objetivo, ou seja, independentemente de qual seja o parâmetro principal de controle, se a tensão na barra regulada ficar acima de determinado valor e tempo morto pré-definidos, o banco deve ser desligado. Assim, é preciso coordenar o tempo morto dessa função restritiva, a ser programado no IED, com o tempo morto ajustado nos relés 90 de controle dos reguladores de tensão. Além disso, deve-se calcular ou simular, em um programa de fluxo de potência, a elevação de tensão ( $\Delta V$ ) que o banco de capacitores proporciona ao ser energizado.

#### 2.1.2. Funções e Recursos Implementados no Controlador Multicritério

- Tempo morto para ligar e desligar os bancos de capacitores;
- Limite para quantidade de operações diárias dos bancos de capacitores, refletindo, assim, em maior vida útil das chaves, disjuntores ou religadores de manobras desses bancos;





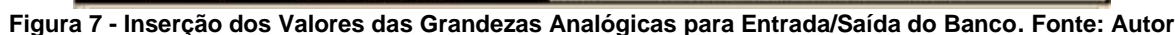
**Figura 5 - Algoritmo de Controle do Banco por Reativo**

Para desenvolver a funcionalidade de controle multicritério, permitindo a seleção remota do tipo de controle, foram utilizadas saídas digitais configuradas no sistema SCADA da Cemig (xOMNI) e na UCC da subestação. A definição dos valores de entrada e saída do banco de capacitores, para cada tipo de controle, é feita por meio de saídas analógicas implementadas no sistema SCADA e UCC.

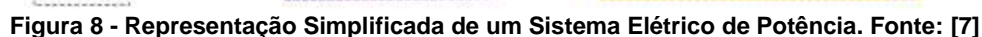
A Figura 6 apresenta a tela, implementada no SCADA, que permite ao técnico de supervisão visualizar e alterar, remotamente no IED, os parâmetros de controle do banco de capacitores. Ressalta-se que neste caso, como é um banco instalado na barra de 13,8 kV, a medição da corrente, FP e potência reativa é realizada no lado de baixa tensão do transformador, já a tensão de controle é medida na barra de 138 kV e a tensão de restrição é medida na barra regulada de 13,8 kV.



**Figura 6 - Tela do SCADA com Tipos de Controles do Banco de Capacitor de 13,8 kV. Fonte: Autor**



A Figura 8 representa, de forma didática e simplificada, as condições encontradas em algumas SE da Cemig D, onde aplica-se e demonstram-se os resultados do controle dos bancos de capacitores através do IED, de acordo com as características específicas das SE.



A seguir, estão discriminadas as etapas para o estabelecimento das faixas de entrada e saída dos bancos de capacitores, através do monitoramento das medições de potência reativa e F.P no secundário do transformador T9



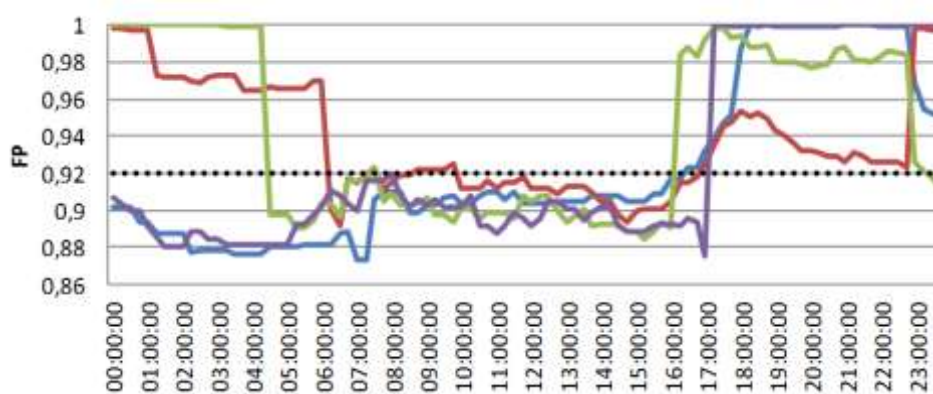
da SE A, SE de fronteira representada na Figura 8, visando manter o fator de potência dentro dos limites estabelecidos em [1,9]:

1º. Analisar os históricos de medição de potência ativa e reativa da SE para a qual será proposto o controle dos bancos pelo IED, e calcular, através da aplicação da Equação 2.0, conforme definido em [1], qual a variação característica do fator de potência da carga. É importante verificar e expurgar a influência da compensação dos bancos de capacitores sobre a potência reativa medida;

$$FP\ Carga = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2.0)$$

2º. Paralelamente à função objetivo, que é o controle do FP, determinam-se as restrições operativas para se atender as premissas estabelecidas, que incluem a segurança operativa dos equipamentos e a manutenção da tensão dentro das faixas adequadas de atendimento conforme [1].

Conforme Figura 9, durante o controle manual dos bancos pelo COD, nos períodos em que parte ou todos os bancos estão desligados ou ligados indevidamente, principalmente nos horários fora de ponta, o F.P varia entre 0,88 e 0,91. Assim, de posse do comportamento do F.P da carga define-se as faixas operativas dos bancos de capacitores pelo IED ou automatismo no SCADA (P.O do xOMNI).



**Figura 9 - Fator de Potência - T9 230-13,8 kV SE- A - Operação Telecontrolada Manual. Fonte [7]**

A Tabela I apresenta as faixas parametrizadas no IED, onde os bancos entram em operação a partir de um F.P < 0,98 (indutivo) e saem quando ocorre a inversão do fluxo de potência reativa, ou seja, para potência < -1 Mvar. Os tempos mortos diferenciados impedem a entrada simultânea dos bancos de capacitores. Não há impedimento em escalonar, também, os limites de fator de potência para cada banco de capacitores. A escolha da metodologia de parametrização do IED é livre.

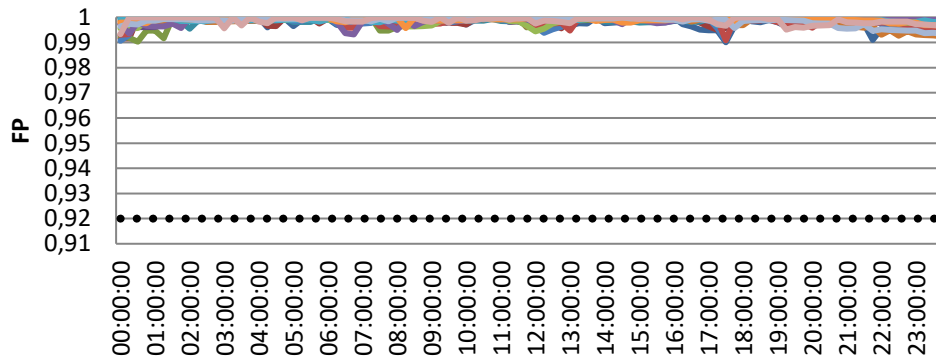
**Tabela I - Faixas Operativas dos Bancos de Capacitores da SE -A**

Subestação	BC	Potência (MVAR)	Trafo	Operação	<  F.P  Entrada	<  Mvar  saída	Tempo Morto [s]
SE-A	C4	3	T9	F.P	0,98	-1	20
	C5	3			0,98	-1	30
	C6	3			0,98	-1	40

#### Restrição:

Se a tensão na barra regulada B2 - 13,8 kV se manter acima de 14,5 kV, por um tempo morto maior que o parametrizado em cada IED, desliga-se o referido banco de capacitores.

A Figura 10 demonstra um gráfico com o resultado da aplicação do controle automatizado pelo IED, em que o F.P fica próximo da unidade, comprovando a eficácia da metodologia proposta neste trabalho.

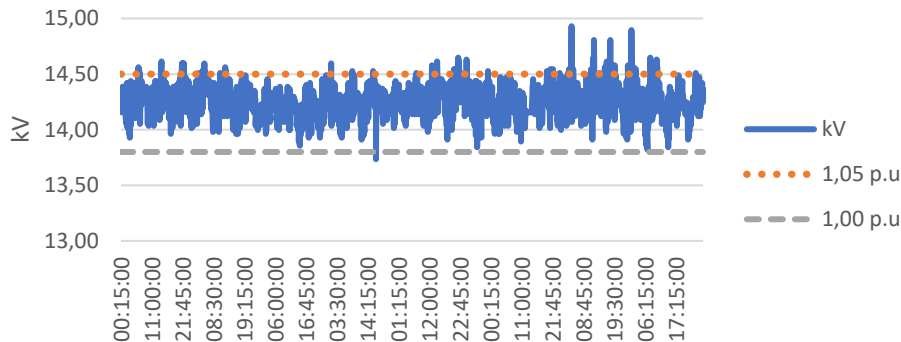


**Figura 10 - Fator de Potência – T9 230-13,8 kV SE-A -Após Operação Automática dos Bancos. Fonte [7]**

### 2.2.2. Controle de Tensão

Sistemas radiais longos, com impedância elevada, portanto, com baixa potência de curto-circuito nas barras, apresentam grande oscilação de tensão frente as oscilações das cargas, principalmente nos horários de ponta. Nessas condições, os reguladores de tensão podem, eventualmente, comutar até o TAP máximo e isso ainda não ser suficiente para manter a tensão dentro da faixa desejada. Já a entrada massiva das GD, principalmente as UFV, que apresentam grande variação da geração de acordo com as condições climáticas, tem provocado oscilações abruptas de tensão nos horários fora de ponta.

A SE -C, representada no SEP da Figura 3, está inserida em um sistema com a topologia, carga e geração com as características citadas. Logo, uma operação manual dos bancos de capacitores, ou seja, através dos técnicos de supervisão do COD, acaba sendo tardia e ineficaz, resultando em violações de tensão conforme apresentado no gráfico da Figura 11.



**Figura 11 - Tensão Regulada Barra B6 - 13,8 kV - Operação Telecontrolada Manual**

Conforme premissas apresentadas, em um SEP com essas características, o controle automático dos bancos pelo IED, tendo como variável principal de controle a tensão na barra não regulada, que no caso da SE -C é a barra B5 de 69kV, se mostra mais eficaz. A barra B6 -13,8 kV possui lcc 3Φ de 2,1 kA, ao se aplicar a Equação 2.1 obtém-se um  $\Delta V$  de 0,6 kV quando se liga um banco de 2,4 Mvar, o que, refletido na barra B5- 69kV, dá um  $\Delta V$  de 3,3 kV. Conforme Tabela II, isso é levado em conta na determinação das faixas operativas dos bancos da SE-C.

$$\Delta V = \left( \frac{Q}{S_{cc}} \right) \cdot \left( \frac{V_{Breg.}}{V_N} \right)^2 \cdot V_{Bnreg.} \quad (2.1)$$

Sendo:

$\Delta V$  = Elevação de tensão;

$Q$  = Potência reativa do banco em Mvar;

$S_{cc}$  = Potência de curto-circuito da barra em MVA;

$V_{Breg.}$  = Tensão na barra regulada em kV;

$V_{Bnreg.}$  = Tensão na barra não regulada em kV;

$V_N$  = Tensão nominal do banco de capacitores em kV.

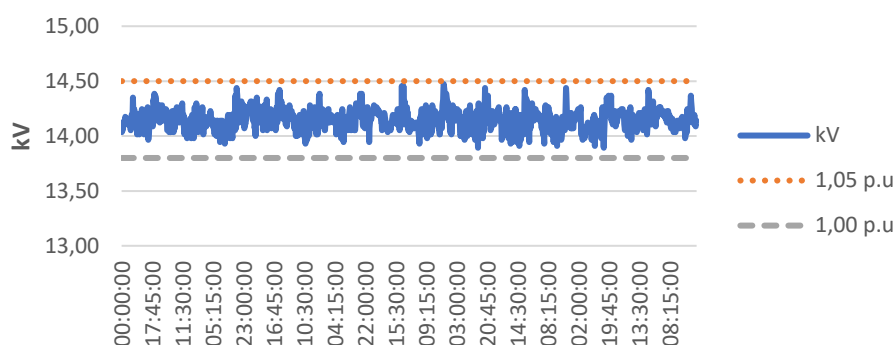
**Tabela II - Faixas Operativas dos Bancos de Capacitores da SE - C**

Subestação	BC	Potência	Tensão Nom.	$\Delta V$	Operação	Tensão Entrada	Tensão Saída	Tempo Morto
		(Mvar)	(kV)	(kV)		< kV	> kV	[s]
SE - C	C8	2,4	13,8	3,3	Tensão	69	72,5	30
	C9	2,4	13,8	3,3		68	71,5	60

#### Restrição:

Se a tensão na barra regulada B6 - 13,8 kV se mantiver acima de 14,5 kV, por um tempo morto maior que o parametrizado em cada IED, desliga-se o referido banco de capacitores.

A Figura 12 apresenta a medição de tensão, na barra regulada B6 - 13,8 kV, após a implementação do controle dos bancos da SE-C pelo IED. Verifica-se a melhoria do perfil da tensão e a manutenção de seu valor dentro dos patamares adequados, conforme estabelecido em [1].



**Figura 12 - Tensão Regulada Barra B6 - 13,8 kV - Após Operação Automática dos Bancos**

#### 2.2.3. Redução de Custos com Reajustes

Para reajustes dos PLC ou relés, comumente utilizados para controle dos bancos de capacitores, têm-se um custo com o deslocamento dos técnicos e, dependendo das distâncias entre suas bases e a SE a ser realizada a intervenção, também gastos com estadias e horas extras. Assim, uma vez o controle e reajustes sendo realizados pelo xOMNI, esses custos são evitados.

#### 2.2.4. Maior Flexibilidade Operativa

A alteração remota de parâmetros através do SCADA (xOMNI) resulta em maior agilidade e flexibilidade operativa, uma vez que, além de possibilitar reajustes de acordo com o comportamento sazonal de determinado SEP, por exemplo, entressafra, períodos secos e úmidos, permite estabelecer ajustes temporários para atender determinadas condições de contingências e serviços ancilares, tais como:

- Travamento de um comutador sob carga (CSC), em que é necessário estabelecer novas faixas de operação para os bancos de capacitores, para minimizar os impactos na regulação de tensão até que a devida manutenção ou substituição do CSC seja efetuada.
- Alteração do carregamento e tensão de determinada SE/transformador, ao receber carga de outro sistema em contingência de perda de linha e/ou transformação, sendo preciso reajustar os parâmetros de controle dos bancos de capacitores para alívio do carregamento da SE receptora e adequação às novas condições sistêmicas.

### 3. CONCLUSÕES

O controlador multicritério para bancos de capacitores de 13,8kV foi definido como solução para as novas aplicações em subestações da Distribuição da Cemig, com arquitetura IEC61850, sendo uma evolução do automatismo/controle pelo SCADA [7], tendo sido validado após testes exaustivos em laboratório e em fábrica. Com a nova solução, é possível selecionar o tipo de controle e definir os limites de operação de cada variável, por meio de comandos remotos efetuados pelo Centro de Operação.



A solução já foi aplicada em 12 subestações da Cemig D, com previsão de implantação em mais 53 subestações que entrarão em operação até 2023.

O novo controlador traz vários ganhos para a operação do sistema elétrico, permitindo flexibilidade na escolha da melhor função de controle para a subestação considerando sua posição no sistema elétrico. Além disso, caso haja alguma necessidade de alteração do tipo de controle e dos limites de operação, a alteração remota de parâmetros resulta em agilidade nos atendimentos e redução de custos com o deslocamento de equipes para alterações no local, representa, também, maior eficiência e flexibilidade operativa em um sistema elétrico de potência cada vez mais dinâmico, principalmente como resultado da entrada massiva de usinas fotovoltaicas, resultando em um melhor controle do fator de potência e tensão, redução de perdas técnicas e de carregamento de linhas e transformadores.

#### 4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica, PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, ANEEL, 2017.
- [2] S. Sumathi, L. Ashok Kumar and P. Surekha, Solar PV and Wind Energy Conversion Systems, Switzerland: Springer, 2015, p.472.
- [3] H. Valgas, R. Giudice, C. França, P. Vaquer, F. Peral e R. Devienne, “Desempenho do Sistema de Transmissão e Distribuição devido a Geração Solar Fotovoltaica em Larga Escala : Estabilidade x Controle de Tensão”, XXV SNPTEE, Belo Horizonte, Novembro 2019.
- [4] [https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables\\_FastFacts.pdf](https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf). California Independent System Operator (ISO). Acesso em 04/02/2021.
- [5] J.J. Grainger and W.D. Stevenson, Power System Analysis, Singapore: McGraw-Hill, 1994, p.9.
- [6] N. M. Tabatabaei, A. Aghbolaghi and F. Blaabjerg, Reactive Power Control in AC Power Systems: Fundamentals and Current Issues, Switzerland: Springer, 2017, p.84-90.
- [7] F. Sebastião da Silva, D. Carneiro Rocha, M. Vinicius Silva e P. Cesar Soares, “Controle Automático e Centralizado da Compensação de Potência Reativa”, XVI EDAO, Curitiba, Junho 2021.
- [8] ABNT, Capacitores de Potência em Derivação para Sistema de Tensão Nominal Acima de 1000 V - Especificação. NBR 5282/88.
- [9] Operador Nacional do Sistema, Procedimento de Rede - Submódulo 2.10 Rev. 2020.12 - Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão, ONS, 01/01/2021.
- [10] Agência Nacional de Energia Elétrica, PRODIST Módulo 7 Revisão 5 – Cálculo de Perdas na Distribuição, ANEEL, 2018.

#### 5. DADOS BIOGRÁFICOS



Fernando Sebastião da Silva possui graduação em Engenharia Elétrica pela PUC MG (2011), mestrado em Engenharia Elétrica pelo CEFET MG (2017). Engenheiro de Planejamento do Sistema na CEMIG Distribuição S/A (Desde 2013). Tem experiência no Planejamento e Pós-Operação de Sistemas Elétricos de Potência (SEP), atuando principalmente nos seguintes temas: Análise de fluxo de potência, de confiabilidade e de perturbações no SEP. Diretrizes operativas e intervenções no SEP, especificação e parametrização de relés de controle das subestações. Atua também como professor da disciplina Operação de Sistemas Elétricos no curso de pós-graduação em Proteção de Sistemas Elétricos de Potência na PUC Minas Gerais.

(2) Marisa Lages Murta possui graduação, mestrado e doutorado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais. Ingressou na CEMIG em 2002, na área de Projetos de Subestações. De 2009 a 2014, ocupou o cargo de Engenheira de Projetos do Sistema Elétrico, atuando na área responsável pelo desenvolvimento e padronização de novas tecnologias e metodologias de trabalho para a empresa. Desde 2014, coordena a área de automação de subestações de distribuição, na Gerência de Automação da Distribuição da Cemig D. Possui experiência na elaboração de especificações técnicas e definição de soluções para automação de redes e subestações de Distribuição.

(3) Mateus Martins Coelho. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (2002) e Pós Graduação em Automação de Subestações Elétricas pela UNA (2015). Engenheiro de Projetos de Expansão do Sistema de Alta Tensão da CEMIG Distribuição S/A (desde 2009). Tem experiência na operação e manutenção de equipamentos do SEP, na elaboração de especificações e projetos, processos de contratação e no gerenciamento de contratos de fornecimento de equipamentos e materiais para obras de Alta Tensão, incluindo equipamentos de proteção, controle e automação.