STANLEY EIDI TOKUNO

**ANÁLISE DE MODELOS E APLICAÇÃO DO UPFC EM SISTEMA DE
138 KV**

**SÃO PAULO
2016**

STANLEY EIDI TOKUNO

**ANÁLISE DE MODELOS E APLICAÇÃO DO UPFC EM SISTEMA DE
138 KV**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em
Ciências.

**SÃO PAULO
2016**

STANLEY EIDI TOKUNO

**ANÁLISE DE MODELOS E APLICAÇÃO DO UPFC EM SISTEMA DE
138 KV**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em
Ciências.

Área de Concentração: Sistemas de
Potência

Orientador: Luiz Cera Zanetta Junior

**SÃO PAULO
2016**

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 19 de Setembro de 2016.

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

TOKUNO, STANLEY
ANÁLISE DE MODELOS E APLICAÇÃO DO UPFC EM SISTEMA DE 138
KV / S. TOKUNO -- versão corr. -- São Paulo, 2016.
108 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.CE625.3.1 - SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA 2.CE625.3.1.1.5 -
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 3.CE625.3.1.1.5.1 - REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA I I.Universidade de São Paulo. Escola
Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas
II.t.

Aos meus pais e irmã
À minha esposa e filhos

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Luiz Cera Zanetta Jr., cuja orientação foi fundamental para a elaboração deste trabalho.

À minha família que sempre incentivou meus estudos, me ensinando que esta é uma das maiores heranças que os pais podem deixar aos filhos.

À minha esposa e filhos pela compreensão e motivação para a realização deste trabalho.

A todos os amigos pelo incentivo e colaboração, contribuindo direta e indiretamente para o meu desenvolvimento profissional e produção do presente trabalho.

Os investimentos em conhecimento geram
os melhores dividendos.

(Benjamin Franklin)

RESUMO

Este trabalho trata do UPFC (Unified Power Flow Controller), que corresponde a um dos mais promissores dispositivos FACTS de última geração, pois apresenta a capacidade de controle independente de todos os parâmetros básicos do sistema elétrico de potência (tensão, impedância e ângulo de fase). Com base nos modelos já propostos para representação deste equipamento em regime permanente, é realizada análise e proposta de um modelo que permite uma abordagem prática, para simulação do UPFC em softwares de fluxo de potência comerciais que não possuem modelos dedicados para este dispositivo. São revisitados os conceitos associados ao UPFC, com apresentação dos modelos analisados e seus respectivos parâmetros, assim como os equipamentos instalados e estimativa de custos para implantação. Através de simulações utilizando o modelo de transformador ideal associado à impedância do transformador série e compensador estático, são obtidos os parâmetros para o modelo de injeção de potências e realizadas simulações que demonstram a equivalência entre estes modelos. Finalmente, é realizada a análise de aplicação do UPFC em um sistema de distribuição de alta tensão, onde há forte presença de geração distribuída com sua sazonalidade característica e linhas que realizam a interligação entre diferentes fontes do sistema, havendo a necessidade de controle do fluxo de potência e melhoria dos níveis de tensão em função dos critérios técnicos e aspectos regulatórios.

Palavras-chave: Sistemas de Potência, FACTS, UPFC, Sistemas de distribuição de alta tensão, Planejamento da expansão do sistema elétrico.

ABSTRACT

This work is about UPFC which corresponds to one of the most promising last generation FACTS device, for it presents independent control in all basic parameters of the electrical power system (voltage, impedance and phase angle). Based on models that have already been proposed to represent this equipment in steady state, an analysis has been made and a model that permits practical approach is proposed to simulate the UPFC in commercial power flow softwares that do not yet support this device. The associated UPFC concepts are revisited with the presentation of analyzed models and their respective parameters as well as the installed equipments and cost estimate for implementation. Through simulations using ideal transformer associated to the series transformer impedance and static Var compensator model, parameters are obtained for the power injection model and simulations were run that showed a similarity between these models. Finally, a UPFC application analysis was done for a region of high voltage distribution system, where there is a strong presence of distributed generation typically seasonal and lines which connect different sources of the system, having the necessity of controlling the power flow and improvement of the voltage levels due to the technical criteria and regulatory aspects.

Keywords: Power Systems, FACTS, UPFC, High-voltage distribution system, Electric system expansion planning.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Complementaridade anual das diversas fontes de geração.....	17
Figura 2 – Capacitor Série	24
Figura 3 – Diagramas do TCR, TSC e SVC	24
Figura 4 – SVC.....	25
Figura 5 – Diagrama do STATCOM	25
Figura 6 – Statcom	26
Figura 7 – Diagrama do TCSC	26
Figura 8 – Sistema simplificado com duas máquinas.....	28
Figura 9 – Sistema de duas máquinas com a fonte V_{pq} representando o UPFC	29
Figura 10 – Regiões de controle do sistema com o UPFC.....	30
Figura 11 – Diagrama esquemático do UPFC.....	31
Figura 12 – Sistema de duas máquinas com inserção de transformador defasador.....	32
Figura 13 – Regiões de controle do sistema para o transformador defasador e o UPFC	33
Figura 14 – Configuração do IPFC para compensação de 'n' linhas de transmissão.....	34
Figura 15 – Modelo tipo fonte de tensão para o IPFC.....	34
Figura 16 – Modelo do UPFC como fonte de tensão inserida na linha de transmissão	35
Figura 17 – Representação unifilar do UPFC.....	36
Figura 18 – Modelo de UPFC (PQ-PV) proposto por Nabavi-Niaki e Iravani	36
Figura 19 – Representação do conversor série.....	37
Figura 20 – Substituição da fonte de tensão pela fonte de corrente	38
Figura 21 – Modelo de injeção de potências para o conversor série	39
Figura 22 – Modelo de injeção de potências (PIM) do UPFC	40
Figura 23 – Modelo do UPFC através de admitâncias shunt	41
Figura 24 – Modelo do UPFC com transformador defasador e barra PV	42
Figura 25 – Modelo do UPFC com transformador defasador e reatância variável	42
Figura 26 – Foto UPFC Inez.....	45
Figura 27 – Foto inversores UPFC Inez – GTO	45
Figura 28 – Diagrama do sistema da Coreia e ponto de instalação do UPFC	46
Figura 29 – Diagrama unifilar do CSC em Nova Iorque	47
Figura 30 – Foto CSC em Nova Iorque.....	47
Figura 31 – Estimativa de custos para SVC e Statcom.....	48
Figura 32 – Estimativa de custos para Capacitor Série (FSC), TCSC e UPFC.....	48
Figura 33 – Modelo do UPFC com transformador defasador com a respectiva reatância, e reatância shunt variável	51
Figura 34 – Modelo do UPFC com transformador defasador, impedância série e SVC (PST+SVC)	54
Figura 35 – Modelo de injeção de potências (PIM) do UPFC	54
Figura 36 – Modelo com barra de carga e gerador (PQ+PV) do UPFC	55
Figura 37 – Caso 1: Diagrama unifilar simplificado do sistema de 138 kV com inserção do UPFC entre as subestações 4 e 5	56
Figura 38 – Caso 1: Diagrama de simulação com os modelos analisados	57
Figura 39 – Caso 2: Diagrama unifilar simplificado do sistema de 138 kV com a inserção do UPFC entre as subestações 9 e 11	58
Figura 40 – Caso 2: Diagrama de simulação com os modelos analisados	59

Figura 41 – Diagrama unifilar simplificado com as distâncias entre as principais subestações em km e geração distribuída em MW	61
Figura 42 – Gráfico do fluxo de potência nas fronteiras x carga da área	63
Figura 43 – Fluxo de potência ativa (MW) - carga média – período de entressafra ..	64
Figura 44 – Carregamento das linhas de 138 kV (%) - carga média – período de entressafra	65
Figura 45 – Tensão nos barramentos (pu) - carga média – período de entressafra ..	66
Figura 46 – Fluxo de potência ativa (MW) – carga leve - safra	67
Figura 47 – Carregamento das linhas de 138 kV (%) - carga leve – período de safra	68
Figura 48 – Indicação dos pontos com restrição de tensão e carregamento - em azul	69
Figura 49 – Diagrama unifilar simplificado da região com a alternativa avaliada	70
Figura 50 – Alternativa com UPFC - Fluxo de potência ativa (MW) - carga média – período de entressafra	74
Figura 51 – Alternativa com UPFC - carregamento das linhas de 138 kV (%) - carga média – período de entressafra.....	75
Figura 52 – Alternativa com UPFC - tensão nos barramentos (pu) - carga média – período de entressafra	76
Figura 53 – Alternativa com UPFC - fluxo de potência ativa (MW) - carga leve – período de safra	77
Figura 54 – Alternativa com UPFC - carregamento das linhas de 138 kV (%) - carga leve – período de safra.....	78
Figura 55 – Alternativa com UPFC - carregamento da linha de 138 kV em contingência (%) – controle UPFC 70 MW	79
Figura 56 – Alternativa com UPFC - carregamento da linha de 138 kV em contingência (%) – controle UPFC 150 MW	80
Figura 57 – Gráfico de variação do fluxo de potência nas fronteiras em função do ajuste do UPFC	81
Figura 58 – Diagrama unifilar simplificado da região com a alternativa de conexão com o sistema de 500 kV	82
Figura 59 – Alternativa 500 kV - fluxo de potência ativa (MW).....	83
Figura 60 – Alternativa 500 kV - carregamento das linhas de 138 kV (%)	84
Figura 61 – Alternativa 500 kV - tensão nos barramentos (pu)	85
Figura 62 – Alternativa 500 kV - fluxo de potência ativa (MW).....	86
Figura 63 – Alternativa 500 kV - carregamento das linhas de 138 kV (%)	87
Figura 64 – Fluxo de potência ativa (MW) - carga média – período de entressafra ..	96
Figura 65 – Fluxo de potência reativa (Mvar) - carga média – período de entressafra	97
Figura 66 – Carregamento das linhas de 138 kV (%) - carga média – período de entressafra	97
Figura 67 – Tensão nos barramentos (pu) - carga média – período de entressafra ..	98
Figura 68 – Fluxo de potência ativa (MW) – carga leve - safra	98
Figura 69 – Fluxo de potência reativa (Mvar) - carga leve – período de safra	99
Figura 70 – Carregamento das linhas de 138 kV (%) - carga leve – período de safra	99
Figura 71 – Tensão nos barramentos (pu) - carga leve – período de safra	100
Figura 72 – Alternativa com UPFC - Fluxo de potência ativa (MW) - carga média – entressafra	100

Figura 73 – Alternativa com UPFC - Fluxo de potência reativa (Mvar) - carga média – entressafra	101
Figura 74 – Alternativa com UPFC - carregamento das linhas (%) - carga média – entressafra	101
Figura 75 – Alternativa com UPFC - tensão nos barramentos (pu) - carga média – entressafra	102
Figura 76 – Alternativa com UPFC - fluxo de potência ativa (MW) - carga leve – período de safra	102
Figura 77 – Alternativa com UPFC - fluxo de potência reativa (Mvar) - carga leve – safra	103
Figura 78 – Alternativa com UPFC - carregamento das linhas de 138 kV (%) - carga leve – safra.....	103
Figura 79 – Alternativa com UPFC - tensão nos barramentos (pu) - carga leve – safra	104
Figura 80 – Alternativa 500 kV - fluxo de potência ativa (MW) - carga média – entressafra	104
Figura 81 – Alternativa 500 kV - fluxo de potência reativa (Mvar) - carga média – entressafra	104
Figura 82 – Alternativa 500 kV - carregamento das linhas de 138 kV (%) - carga média – entressafra.....	105
Figura 83 – Alternativa 500 kV - tensão nos barramentos (pu) - carga média – entressafra	106
Figura 84 – Alternativa 500 kV - fluxo de potência ativa (MW) - carga leve – safra	106
Figura 85 – Alternativa 500 kV - fluxo de potência reativa (Mvar) - carga leve – safra	106
Figura 86 – Alternativa 500 kV - carregamento das linhas de 138 kV (%) - carga leve – safra	107
Figura 87 – Alternativa 500 kV - tensão nos barramentos (pu) - carga leve – safra	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Gerações de dispositivos FACTS.....	22
Tabela 2 – Caso 1: Resultados de simulação dos modelos de UPFC no ANAREDE	57
Tabela 3 – Caso 2: Resultados de simulação dos modelos de UPFC no ANAREDE	58
Tabela 4 – Alternativa de aplicação do UPFC - estimativa de custos	88
Tabela 5 – Alternativa de conexão ao sistema de 500 kV - estimativa de custos	89
Tabela 6 – Perdas incrementais das alternativas avaliadas [MW]	89

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANAREDE	Programa Análise de Redes Elétricas do CEPEL
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAA	Condutor de Alumínio com Alma de Aço
CSC	Convertible Static Compensator
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
FSC	Fixed Series Capacitor
GTO	Gate Turn-Off Thyristor
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IPFC	Controlador de Fluxo de Potência de Múltiplas Linhas
IPFC	Interline Power Flow Controller
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
PQ	Barra de carga
PV	Barra com tensão controlada
PIM	Power Injection Model
PST	Phase Shifter Transformer
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
SIN	Sistema Interligado Nacional
SC	Series Capacitor
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SVC	Static Var Compensator
TCPAR	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TCVR	Thyristor Controlled Voltage Regulator
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
TSC	Thyristor Switched Capacitor
UHE	Usina Hidrelétrica
UPFC	Unified Power Flow Controller
UTE	Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
2. OBJETIVO E METODOLOGIA	20
2.1. Estrutura da Dissertação	20
3. DISPOSITIVOS FACTS: REVISÃO DA LITERATURA	22
3.1. Evolução dos dispositivos FACTS	22
3.2. Unified Power Flow Controller (UPFC)	28
3.3. UPFC e Transformador Defasador	31
3.4. Interline Power Flow Controller (IPFC)	33
3.5. Modelos do UPFC em regime permanente	35
3.5.1. Modelo com fonte de tensão síncrona	35
3.5.2. Modelo com barra de carga e gerador (PQ+PV)	36
3.5.3. Modelo de injeção de potências (PIM - Power Injection Model)	37
3.5.4. Modelo de admitância shunt	40
3.5.5. Modelo de transformador ideal e reatância shunt	41
3.6. UPFCs em operação	44
3.7. Custos associados aos dispositivos FACTS	48
4. ANÁLISE DE MODELOS DO UPFC PARA SIMULAÇÃO EM REGIME PERMANENTE	50
4.1. Modelo de Transformador Defasador e Compensador Estático (PST - Phase Shifter Transformer + SVC - Static Var Compensator)	51
4.2. Simulações utilizando os modelos de UPFC em regime permanente	53
5. ANÁLISE DE APLICAÇÃO DO UPFC NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ALTA TENSÃO	60
5.1. Sistema de distribuição interligado com influência de geração distribuída	60
5.1.1. Sistema atual: carga média – período de entressafra	64
5.1.2. Sistema atual: carga leve – período de safra	66
5.1.3. Sistema atual: restrições previstas	68
5.2. Análise de aplicação do UPFC no sistema de distribuição de alta tensão	69
5.2.1. Alternativa com UPFC: carga média – período de entressafra	73
5.2.2. Alternativa com UPFC: carga leve – período de safra	76
5.2.3. Alternativa com UPFC: avaliação e operação em contingência	78
5.3. Alternativa de conexão ao sistema de 500 kV	81
5.3.1. Alternativa 500 kV: carga média – período de entressafra	83
5.3.2. Alternativa 500 kV: carga leve – período de safra	85
5.4. Comparação de alternativas	87
6. CONCLUSÕES	91

6.1. Trabalhos futuros.....	92
7. REFERÊNCIAS.....	93
8. APÊNDICE – Resultados das simulações	96
8.1. Sistema atual.....	96
8.2. Alternativa com UPFC	100
8.3. Alternativa com conexão ao sistema de 500 kV	104

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, um dos principais pontos de atenção dos sistemas elétricos de potência corresponde ao sistema de transmissão de energia elétrica.

Este sistema, fundamental no transporte da energia e integração entre os segmentos de geração e distribuição, apresenta uma grande complexidade relacionada ao seu planejamento e operação, representando muitas vezes o fator limitante dos sistemas elétricos. Estas limitações no sistema de transmissão não permitem a operação em condições de máximo aproveitamento dos recursos disponíveis, elevando o risco de desligamentos no sistema elétrico.

A expansão do sistema de transmissão através da construção de novas linhas, reconstrução ou repotencialização das linhas existentes, que correspondem às alternativas comumente avaliadas para expansão da capacidade do sistema, apresenta muitas vezes dificuldades associadas a questões técnicas e ambientais.

Atualmente, a análise de expansão do sistema de transmissão deve considerar novos fatores que influenciam na proposta e definição das alternativas que serão implantadas.

Um importante fator que influencia o planejamento e operação dos sistemas elétricos corresponde à geração distribuída, representada pelas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), Usinas a Biomassa e a Gás, Usinas Fotovoltaicas e Usinas Eólicas, além da minigeração e microgeração, regulamentadas recentemente no Brasil. Esta geração distribuída apresenta grandes variações ao longo do período, seja horário, diário ou mensal. No caso da geração fotovoltaica, a geração e consequente exportação de energia para o sistema elétrico estão associadas ao período de incidência solar. A geração eólica apresenta variação associada ao regime de ventos. A geração a biomassa, mais especificamente a geração a biomassa associada à indústria sucroalcooleira, apresenta dois períodos bastante distintos ao longo do ano: o período de safra, que corresponde ao período de produção de açúcar e álcool com geração de energia elétrica associada ao processo produtivo, e o período de entressafra, onde ocorre parada da produção e consequente interrupção na geração de energia elétrica. A figura 1 mostra a sazonalidade típica ao longo do ano das fontes de geração hidráulica, eólica e biomassa da cana-de-açúcar.

Figura 1 – Complementaridade anual das diversas fontes de geração

Fonte: (ONS)

Esta sazonalidade da geração distribuída altera significativamente o fluxo de potência no sistema de transmissão, modificando os carregamentos nas linhas e perfil de tensão nos barramentos, gerando cenários bastante distintos e que devem ser avaliados.

Particularmente, no caso dos sistemas de transmissão de propriedade das distribuidoras, associado ao efeito provocado pela geração distribuída, existe a questão regulatória representada pelos limites de demanda de potência que devem ser respeitados nas fronteiras entre este sistema com o sistema das transmissoras. Estes limites devem atender às regras estabelecidas na Resolução Normativa nº666 de 2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que regulamenta a contratação do uso do sistema de transmissão, definindo penalização e multa em caso de descumprimento.

Nesta condição, a expansão da geração distribuída eleva a quantidade de variáveis e cenários que devem ser avaliados para definição dos valores de demanda de potência nas fronteiras do sistema de distribuição.

Estas demandas de potência contratadas pelas distribuidoras em todos os pontos de fronteira com o sistema de transmissão correspondem aos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). No caso das distribuidoras de energia elétrica que possuem como ativo de sua propriedade uma extensa rede de linhas de transmissão em níveis de tensão abaixo de 230 kV, as quais são classificadas como redes de distribuição de alta tensão, estes sistemas possuem como fontes de suprimento os

pontos de fronteira com a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN), formados por subestações transformadoras de 500 kV, 440 kV, 345 kV e 230 kV para os níveis de tensão de distribuição.

Esta contratação, assim como sua apuração, foi regulamentada pela ANEEL, sendo definidas as formas de cálculo dos encargos correspondentes e respectivas penalidades em caso de violação dos valores de demanda contratados ou contratação de valores acima dos registros apurados.

Os valores considerados para acompanhamento levam em conta o valor médio registrado a cada 15 minutos. Nestas condições, todas as violações apuradas mensalmente acima da margem de tolerância são passíveis de penalização, com multas equivalentes a três vezes a tarifa do ponto de conexão multiplicada pela demanda de ultrapassagem (acima de 110 %).

Caso não sejam verificados ao menos uma vez no ano, valores de demanda acima de 90% do valor contratado em cada ponto também estão sujeitos a penalização equivalente a doze vezes a tarifa do ponto de conexão multiplicada pela diferença entre o máximo valor medido no ano e 90% do valor contratado, podendo representar milhões de reais em multas às distribuidoras.

Considerando o sistema de distribuição de alta tensão como um sistema radial, possuindo um único ponto de fronteira com o sistema de transmissão como fonte e a conexão exclusivamente de cargas, a estimativa de valores para contratação pode ser realizada com relativa precisão.

Entretanto, para sistemas de distribuição de alta tensão que possuem interligação entre dois ou mais pontos de conexão com a Rede Básica, além de um elevado volume de geração distribuída conectado e sua sazonalidade característica, o fluxo nas fronteiras varia de acordo com as condições operativas do sistema externo à distribuidora.

Nestas condições, existe a necessidade de mudança nas características do sistema elétrico, de elemento passivo para um sistema que possibilite ações de controle de acordo com cada cenário possível.

Deste modo, a aplicação de equipamentos que realizam o controle ativo dos parâmetros do sistema elétrico surge como uma alternativa para expansão e melhor aproveitamento do sistema existente, realizando o direcionamento do fluxo de potência associado à geração distribuída no sistema ao qual está conectado, possibilitando ao mesmo tempo o controle da potência nas fronteiras entre os

sistemas de transmissão e distribuição. Dentre os possíveis equipamentos utilizados com esta finalidade, destaca-se a aplicação da eletrônica de potência, presente nos dispositivos FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System).

O conceito de dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission System) surgiu em 1988, conforme artigo publicado por Hingorani (1988), no qual o autor previa a evolução dos dispositivos de eletrônica de potência e a expansão da sua aplicação nos sistemas elétricos, permitindo o controle eletrônico dinâmico dos parâmetros de ângulo de fase, tensões e impedâncias, em substituição aos controles eletromecânicos, citando também a utilização desta tecnologia para integração das gerações eólicas e fotovoltaicas.

A aplicação dos dispositivos FACTS, apesar da restrição associada aos elevados custos destes equipamentos quando comparados às atuais opções existentes, poderá se tornar viável em um horizonte próximo, em função dos custos atribuídos à operação e expansão do sistema com a necessidade de controle dos parâmetros do sistema elétrico (fluxo de potência ativa, reativa e tensão), aliada aos fatores que atualmente já viabilizam sua aplicação, como a solução de problemas de estabilidade transitória e resposta dinâmica para controle de intercâmbio de potência entre os subsistemas de transmissão.

A utilização da tecnologia FACTS e sua atuação imediata em condições de emergência no sistema, com tempos de controle inferiores aos tempos de atuação dos dispositivos de proteção (milissegundos), também permite sua aplicação no suporte às contingências do sistema, como desligamentos de linhas e transformadores.

2. OBJETIVO E METODOLOGIA

O objetivo deste trabalho é avaliar a aplicação de modelos em regime permanente do UPFC (Unified Power Flow Controller), que corresponde a um dos mais promissores dispositivos FACTS de última geração, pois apresenta a capacidade de controle de todos os parâmetros básicos do sistema elétrico de potência (tensão, impedância e ângulo de fase) em um software de fluxo de potência comercial para realização de análises de planejamento e operação no sistema de distribuição de alta tensão.

Com base nos modelos propostos na literatura para representação deste equipamento em regime permanente, é realizada uma abordagem prática para aplicação e simulação no software ANAREDE utilizando os modelos de equipamentos disponíveis.

Utilizando um modelo simplificado para o UPFC, são realizadas análises da inserção deste dispositivo FACTS no sistema de distribuição de alta tensão e avaliação de aplicação, considerando os critérios de planejamento da expansão e operação, influência da geração distribuída, além dos aspectos regulatórios que devem ser observados pelas distribuidoras.

2.1. Estrutura da Dissertação

O restante da Dissertação está estruturada da seguinte forma:

No capítulo 3, é apresentado o histórico de evolução dos dispositivos FACTS e revisão da literatura relacionada ao UPFC, com a comparação deste equipamento com o transformador defasador. Também é apresentado o conceito do IPFC (Interline Power Flow Controller).

Na sequência, são apresentados os principais modelos para o UPFC em regime permanente, equipamentos em operação e estimativa de custos para os dispositivos FACTS.

O capítulo 4 apresenta a avaliação dos modelos em regime permanente do UPFC para simulações em um software de fluxo de potência comercial. Com base no modelo de transformador ideal e reatância shunt, é realizado o desenvolvimento do modelo com a representação do transformador ideal, a impedância do

transformador série e o compensador estático. A partir do modelo desenvolvido e sua facilidade para obtenção dos parâmetros necessários ao cálculo dos valores do modelo de injeção de potências, são apresentados os resultados das simulações comparativas entre estes modelos.

No capítulo 5, é apresentada uma avaliação de aplicação do UPFC no sistema de distribuição de alta tensão e comparação com a alternativa de um novo ponto de conexão deste sistema à Rede Básica.

O capítulo 6 apresenta as conclusões e propostas de trabalhos futuros.

3. DISPOSITIVOS FACTS: REVISÃO DA LITERATURA

A seguir são apresentados os principais aspectos referentes à literatura publicada com relação ao tema em análise. É apresentada a evolução dos dispositivos FACTS, com destaque para o princípio de funcionamento do UPFC e comparação com o transformador defasador que também realiza a função de controle do fluxo de potência ativa. São apresentados os modelos para o UPFC em regime permanente com seus respectivos parâmetros. Também são listados os UPFC em operação no mundo e estimativa de custos associados aos dispositivos FACTS.

3.1. Evolução dos dispositivos FACTS

Após o surgimento do conceito de FACTS (HINGORANI, 1988), o desenvolvimento dos dispositivos semicondutores de potência possibilitou a evolução destes equipamentos que permitem controlar os principais parâmetros do sistema elétrico, podendo ser classificados em quatro gerações (HINGORANI; GYUGYI, 2000), conforme a tabela 1.

Tabela 1- Gerações de dispositivos FACTS

Fase	Dispositivos FACTS
1ª Geração	<p>TCR: Thyristor Controlled Reactor (Reator Controlado por Tiristores)</p> <p>TSC: Thyristor Switched Capacitor (Capacitores Chaveados por Tiristores)</p> <p>SC: Series Capacitor (Capacitor série)</p>

2 ^a Geração	<p>SVC: Static Var Compensator (Compensador Estático de Reativos)</p> <p>TCSC: Thyristor Controlled Series Capacitor (Capacitores Série Controlados por Tiristores)</p> <p>TCVR: Thyristor Controlled Voltage Regulator (Reguladores de Tensão Controlados por Tiristores)</p> <p>TCPAR: Thyristor Controlled Phase Angle Regulator (Reguladores de Ângulo de Fase Controlados por Tiristores)</p>
3. ^a Geração	<p>STATCOM: Static Synchronous Compensator (Compensador Síncrono Estático)</p> <p>SSSC: Static Synchronous Series Compensator (Compensador Série Síncrono Estático)</p>
4. ^a Geração	<p>UPFC : Unified Power Flow Controller</p> <p>IPFC: Interline Power Flow Controller</p>

Fonte: (PEREIRA, 2008, p.23).

- TCR: Thyristor Controlled Reactor (Reator Controlado por Tiristores)
Neste equipamento, a ação controlada dos tiristores permite a variação linear da indutância de zero até a reatância total do indutor.
- TSC: Thyristor Switched Capacitor (Capacitores Chaveados por Tiristores)
No TSC, os tiristores controlam a variação linear da capacitância de zero até o valor total.
- Capacitores série:
Os capacitores série, utilizados para reduzir a reatância de transferência das linhas de transmissão, também são considerados dispositivos FACTS. A figura 2 apresenta a instalação de um capacitor série.

Figura 2 – Capacitor Série

Fonte: (Alstom).

- SVC: Static Var Compensator (Compensador Estático de Reativos)

A associação do TSC com o TCR compõe o SVC. Atualmente é o dispositivo FACTS mais utilizado para solucionar problemas de controle dinâmico de tensão. A precisão e rápida resposta permitem aos SVCs terem alto desempenho em regime permanente e para controle de transitórios de tensão, comparados com a compensação shunt convencional. SVCs também são utilizados para amortecer oscilações de potência e aumentar a estabilidade transitória, otimizando o controle de potência reativa. A figura 3 apresenta os diagramas esquemáticos do TCR, TSC e SCV.

Figura 3 – Diagramas do TCR, TSC e SVC

Fonte: (PAL; REHTANZ; ZHANG, 2006, p.12).

A figura 4 apresenta as instalações de um SVC.

Figura 4 – SVC

Fonte: (Alstom).

- STATCOM: Static Synchronous Compensator (Compensador Síncrono Estático)

São SVCs baseados em IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistor) do tipo fonte de tensão. Comparado com o SVC convencional eles não exigem grandes componentes indutivos e capacitivos para fornecer energia reativa para os sistemas de transmissão. A figura 5 apresenta o diagrama esquemático do STATCOM.

Figura 5 – Diagrama do STATCOM

Fonte: (PAL; REHTANZ; ZHANG, 2006, p.13).

A figura 6 apresenta as instalações de um STATCOM.

Figura 6 – Statcom

Fonte: (Alstom).

- TCSC: Thyristor Controlled Series Capacitor

São uma extensão dos capacitores série convencionais através da adição de um reator controlado por tiristores. A variação da reatância através do chaveamento dos tiristores, em paralelo com o capacitor série, permite a contínua e rápida variação da compensação série. Os principais benefícios dos TCSCs são o aumento na capacidade de transferência de potência, controle do fluxo de potência na linha, amortecimento das oscilações de potência e amortecimento das ressonâncias subsíncronas. A figura 7 apresenta o diagrama esquemático do TCSC.

Figura 7 – Diagrama do TCSC

Fonte: (PAL; REHTANZ; ZHANG, 2006, p.17).

- TCVR: Thyristor Controlled Voltage Regulator

O regulador de tensão controlado a tiristores pode realizar a variação da tensão controlada de modo contínuo. Pode ser implementado através de um transformador convencional com um comutador de tap controlado a tiristores ou através de um conversor AC-AC também controlado a tiristores.

- TCPAR :Thyristor Controlled Phase Angle Regulator

O regulador de ângulo de fase controlado a tiristores, assim como o transformador defasador convencional, realiza o controle do ângulo da tensão controlada, porém de modo contínuo.

- SSSC: Static Synchronous Series Compensator (Compensador Série Síncrono Estático)

Corresponde à compensação série capacitiva, porém com controles baseados em IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistor) do tipo fonte de tensão, possibilitando a variação contínua do fluxo de potência nas linhas de transmissão.

A aplicação dos dispositivos FACTS, iniciada a partir da década de 70, tem encontrado grande aplicação atualmente em função da evolução dos dispositivos baseados em IGBTs do tipo fonte de tensão que proporcionam o recurso de auto restabelecimento (“black start”), sendo utilizados na conexão de fontes de geração renováveis. Apresentando tamanho reduzido em relação às instalações baseadas em tiristores, esta tecnologia tem encontrado aplicação nos conversores HVDC (High Voltage Direct Current) que realizam a integração das fontes de geração eólica, solar e biomassa. A integração de geração offshore através de conversores HVDC tipo VSC (Voltage Source Converters) também corresponde a um promissor mercado destes dispositivos (PAL; REHTANZ; ZHANG, 2006), além da sua usual utilização na contribuição à estabilidade e controle de oscilações no sistema de potência (PADIYAR, 2007).

3.2. Unified Power Flow Controller (UPFC)

O conceito do Unified Power Flow Controller (UPFC) foi proposto em 1992 por L. Gyugyi.

O UPFC pode controlar em tempo real e com variação instantânea o fluxo de potência ativa, o fluxo de potência reativa e a tensão, que correspondem aos parâmetros básicos do sistema elétrico. Estes parâmetros são controlados de maneira independente, possibilitando uma grande flexibilidade no controle operativo do sistema no qual este equipamento está inserido (ARNEZ; ZANETTA, 2002).

O modelo simplificado de um sistema com duas máquinas apresentado na figura 8 com os respectivos fasores de tensão e gráficos de potência, pode ser utilizado para demonstrar a capacidade do UPFC para controle da potência ativa e reativa (GYUGYI, 1992; CIGRÉ TASK FORCE, 2000).

Figura 8 – Sistema simplificado com duas máquinas: (a) Sistema de duas máquinas; (b) fasores de tensão; (c) potência ativa e reativa x ângulo; (d) potência reativa x potência ativa.

Fonte: (CIGRÉ TASK FORCE 14.27, 2000, p.22).

O modelo simplificado mostra os limites de transmissão de potência ativa e reativa do sistema em função da variação do módulo das tensões V_s e V_r , e do ângulo δ , além da relação entre a transmissão de potência ativa e reativa.

Considerando agora a inclusão no sistema de uma fonte V_{pq} cujo módulo da tensão varia de 0 a 0,5 pu e o ângulo ρ de 0° a 360° , apresentado na figura 9:

Figura 9 – Sistema de duas máquinas com a fonte V_{pq} representando o UPFC

Fonte: (CIGRÉ TASK FORCE 14.27, 2000, p.23).

Nestas condições, a tensão aplicada no terminal da linha corresponde a $V_s + V_{pq}$, ou seja, variações no módulo e ângulo da tensão V_{pq} alteram as potências ativa e reativa transmitidas pela linha representada através da impedância X .

Os gráficos da figura 10 mostram as regiões de controle do UPFC, representado pela fonte V_{pq} com variação do módulo e ângulo da tensão série aplicada ao sistema.

Figura 10 – Regiões de controle do sistema com o UPFC

Fonte: (CIGRÉ TASK FORCE 14.27, 2000, p.24).

A área no interior dos círculos corresponde a possíveis pontos de operação do sistema para cada valor do ângulo δ .

Observamos a ampliação dos possíveis pontos de operação quando comparado ao sistema sem a inserção da fonte de tensão V_{pq} , que corresponde às linhas pontilhadas nos gráficos.

Em 1992, quando da apresentação do conceito do UPFC (GYUGYI, 1992), também foi apresentada sua implementação através de dois conversores tipo fonte de tensão, acoplados através de um link CC (back-to-back). Estes conversores estariam conectados ao sistema através de dois transformadores, um em série e outro em derivação.

O método mais comumente utilizado para controle da tensão gerada pelos inversores é a técnica de modulação em largura de pulso.

O diagrama da figura 11 mostra a representação simplificada do UPFC com os conversores shunt e série conectados ao sistema através dos respectivos transformadores de acoplamento.

Figura 11 – Diagrama esquemático do UPFC

Fonte: (SADIKOVIC, 2003, p.2).

O ramo série do UPFC é responsável pelo controle do fluxo de potência ativa e reativa através da variação do módulo de ângulo da tensão gerada pelo conversor série e inserida no sistema através do transformador série. A potência ativa necessária para este conversor é fornecida pelo conversor shunt através do link CC, sendo absorvida pelo ramo shunt do UPFC.

Deste modo, com exceção das perdas nos transformadores de acoplamento e nos conversores, a potência ativa no ramo shunt é igual à potência ativa no ramo série do UPFC, sendo esta a principal relação entre as grandezas envolvidas neste equipamento FACTS.

O ramo shunt, além de fornecer a potência ativa ao conversor série, mantendo constante a tensão CC no capacitor de acoplamento, também absorve ou gera potência reativa, efetuando o controle de tensão na barra i de conexão do UPFC.

A operação do ramo shunt corresponde à característica de operação do STATCOM (SADIKOVIC, 2003).

3.3. UPFC e Transformador Defasador

Para ilustrar a operação do UPFC é apresentada a comparação deste dispositivo com o transformador defasador, equipamento utilizado no sistema elétrico para controle de fluxo de potência.

Comparando a atuação do transformador defasador ao UPFC, observamos que o primeiro não possui a capacidade de elevar a máxima potência transmitida por determinada linha de transmissão ou realizar o controle independente entre os fluxos de potências ativa e reativa. O transformador defasador realiza a variação do fluxo de potência ativa, baseado nos ângulos entre as barras de entrada e saída, com a inserção de uma defasagem angular δ' .

Através do sistema de duas máquinas apresentado na figura 12 e respectivos gráficos de potência ativa e reativa para determinado ângulo δ de defasagem entre as tensões de entrada e saída, apresentados na figura 13, pode-se observar a diferença entre o intervalo e a região de controle do transformador defasador e do UPFC (CIGRÉ TASK FORCE, 2000).

Figura 12 – Sistema de duas máquinas com inserção de transformador defasador

Fonte: (CIGRÉ TASK FORCE 14.27, 2000, p.18).

Figura 13 –Regiões de controle do sistema para o transformador defasador e o UPFC

Fonte: (CIGRÉ TASK FORCE 14.27, 2000, p.19).

Na figura 13, a região de controle do transformador defasador corresponde à linha destacada em vermelho, enquanto a região de controle do UPFC corresponde à área interna ao círculo pontilhado.

3.4. Interline Power Flow Controller (IPFC)

O conceito do Interline Power Flow Controller (IPFC) foi proposto em 1999 por L. Gyugyi.

O objetivo do IPFC é o controle do fluxo de potência ativa e reativa para diferentes linhas de transmissão. Este equipamento FACTS é composto por conversores CC-AC responsáveis pelo controle de fluxo para cada linha, correspondendo a uma série de SSSCs (Static Synchronous Series Compensator). Os conversores são conectados através de um link CC que permite a transferência de potência, possibilitando a compensação série de potência ativa. A figura 14

apresenta um diagrama esquemático do IPFC para compensação de múltiplas linhas de transmissão.

Figura 14 –Configuração do IPFC para compensação de 'n' linhas de transmissão

Fonte: (GYUGYI, SEN, SCHAUDER, 1999, p.1116).

O IPFC pode ser representado em regime permanente através de fontes de tensão em série com a impedância do transformador de acoplamento, assim como na representação apresentada por Noroozian (1997) para o UPFC. A figura 15 apresenta o modelo do tipo fonte de tensão para representação do IPFC.

Figura 15 –Modelo tipo fonte de tensão para o IPFC

Fonte: (BABU et al, 2010, p.649).

3.5. Modelos do UPFC em regime permanente

Em função do potencial de controle do UPFC sobre os parâmetros básicos do sistema elétrico, passaram a ser desenvolvidos modelos para sua representação em regime permanente, dinâmico, transitório e de controle, para simulação do impacto e resposta do UPFC quando inserido em grandes sistemas.

A seguir são apresentados alguns dos principais modelos desenvolvidos para representação do UPFC em regime permanente.

3.5.1. Modelo com fonte de tensão síncrona

Conforme representação de Gyugyi (1994) e citado por Acha e Fuerte-Esquivel (1997), desconsiderando as impedâncias dos transformadores de acoplamento, o UPFC pode ser modelado como uma fonte de tensão síncrona em série com a linha de transmissão. Este modelo é apresentado na figura 16.

Figura 16 – Modelo do UPFC como fonte de tensão inserida na linha de transmissão

Fonte: (ACHA; FUERTE-ESQUIVEL, 1997, p.440).

Esta fonte em série com a linha de transmissão aplica uma tensão variável em módulo e ângulo. A variação destes parâmetros realiza o controle do fluxo de potência ativa e reativa na linha.

Entretanto, esta representação considera o conversor shunt operando com fator de potência unitário, sem contribuição de potência reativa, característica de um dos modos de operação do UPFC.

3.5.2. Modelo com barra de carga e gerador (PQ+PV)

Em 1996, foi apresentado por Nabavi-Niaki e Iravani um dos primeiros modelos para simulação do UPFC em regime permanente e dinâmico.

Como já citado anteriormente, desprezando as perdas do UPFC, o equipamento não absorve ou gera potência para o sistema ao qual está conectado, conforme figura 17.

Figura 17 – Representação unifilar do UPFC

Fonte: (IRAVANI; NABAVI-NIAKI, 1996, p.1939).

Considerando que o UPFC opera no controle de tensão, fluxo de potência ativa e reativa de seu ponto de conexão, é proposto o modelo da figura 18 para os estudos em regime permanente:

Figura 18 – Modelo de UPFC (PQ-PV) proposto por Nabavi-Niaki e Iravani

Fonte: (IRAVANI; NABAVI-NIAKI, 1996, p.1939).

O modelo considera como barra de entrada do UPFC uma barra de carga do tipo PQ, com carga de potência ativa Pe e potência reativa Qe , que corresponde à potência na linha controlada pelo UPFC. A barra de saída é adotada como sendo uma barra de geração do tipo PV, com injeção de potência ativa Ps e tensão Vs .

Adotando a potência de carga Pe igual à potência de injeção Ps , é mantida a relação de potências do UPFC ideal.

Este modelo, devido a sua simplicidade, apresenta restrições (ACHA, E.; FUERTE-ESQUIVEL, 1997), pois é válido somente nos casos em que o UPFC opera simultaneamente no controle de tensão, potência ativa e reativa. Caso o equipamento não esteja operando no controle de uma destas variáveis, o modelo passa a não ser válido. Também observa-se que este modelo desconecta as barras de entrada e saída do UPFC, podendo representar a separação de sistemas interligados.

3.5.3. Modelo de injeção de potências (PIM - Power Injection Model)

Em 1997, foi apresentado por Noroozian o modelo de injeção de potências para representação do UPFC em regime permanente.

Inicialmente, é considerado um conversor série conectado entre as barras i e j , representado pela fonte Vs e reatância Xs , conforme representação da figura 19:

Figura 19 – Representação do conversor série

Fonte: (NOROOZIAN et al., 1997, p.1630).

A fonte $\bar{V}_s$ controla o ângulo e magnitude da tensão $\bar{V}_i'$:

$$\bar{V}_s = r \bar{V}_i e^{j\gamma}$$

Onde r corresponde à variação de módulo da tensão série, com $0 < r < r_{max}$ e γ representa a variação de ângulo com $0 < \gamma < 2\pi$.

Substituindo a fonte de tensão $\bar{V}_s$ por uma fonte de corrente $\bar{I}_s$ em paralelo com a reatância X_s , temos a representação da figura 20:

Figura 20 – Substituição da fonte de tensão pela fonte de corrente

Fonte: (NOROOZIAN *et al.*, 1997, p.1630).

$$\bar{I}_s = -j \frac{\bar{V}_s}{\bar{X}_s}$$

As potências nas barras i e j em função da fonte de corrente $\bar{I}_s$ são dadas por:

$$\bar{S}_{is} = \bar{V}_i (-\bar{I}_s)^*$$

$$\bar{S}_{js} = \bar{V}_j (\bar{I}_s)^*$$

Substituindo $\bar{I}_s$, temos:

$$\bar{S}_{is} = \bar{V}_i \left[j \frac{1}{\bar{X}_s} r \bar{V}_i e^{j\gamma} \right]^* = -\frac{1}{\bar{X}_s} r V_i^2 \sin \gamma - \frac{1}{\bar{X}_s} r V_i^2 \cos \gamma$$

Considerando:

$$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$$

Temos:

$$S_{js} = \bar{V}_j \left[-j \frac{1}{X_s} r \bar{V}_i e^{j\gamma} \right]^* = \frac{1}{X_s} r V_i V_j \sin(\theta_{ij} + \gamma) + j b_s r V_i V_j \cos(\theta_{ij} + \gamma)$$

O conversor série pode ser representado pelo modelo da figura 21:

Figura 21 – Modelo de injeção de potências para o conversor série

Fonte: (NOROOZIAN et al., 1997, p.1631).

Considerando que a potência ativa absorvida pelo conversor shunt é transferida ao conversor série através do link CC, temos:

$$P_{conv1} = P_{conv2}$$

$$S_{conv2} = \bar{V}_s (\bar{I}_{ij})^* = r e^{j\gamma} \bar{V}_i \left(\frac{\bar{V}_i' - \bar{V}_j'}{j X_s} \right)^*$$

As potências ativa e reativa fornecidas ao conversor série são dadas por:

$$P_{conv2} = r \frac{1}{X_s} V_i V_j \sin(\theta_i - \theta_j + \gamma) - r \frac{1}{X_s} V_i^2 \sin \gamma$$

$$Q_{conv2} = -r \frac{1}{X_s} V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j + \gamma) + r \frac{1}{X_s} V_i^2 \cos \gamma + r^2 b_s V_i^2$$

Deste modo, o modelo de injeção de potências do UPFC é dado por:

$$P_{si} = -P_{sj} = r \frac{1}{X_s} V_i V_j \sin(\theta_i - \theta_j + \gamma)$$

$$Q_{si} = r \frac{1}{X_s} V_i^2 \cos \gamma$$

$$Q_{sj} = -r \frac{1}{X_s} V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j + \gamma)$$

A figura 22 apresenta o modelo de injeção de potências do UPFC entre as barras i e j :

Figura 22 – Modelo de injeção de potências (PIM) do UPFC

Fonte: (NOROOZIAN *et al.*, 1997, p.1631).

3.5.4. Modelo de admitância shunt

Um novo modelo derivado do modelo de injeção de potências foi apresentado em L'abbate *et al.* (2002), com a representação do UPFC através de admitâncias shunt e impedância série. A proposta deste modelo é apresentada através da representação do quadripolo equivalente da figura 23.

Figura 23 – Modelo do UPFC através de admitâncias shunt

Fonte: (L'ABBATE et al., 2002).

Considerando a representação por quadripolos do modelo da Figura 23, temos sua representação na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_2 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \bar{Z} \bar{Y}_2 & \bar{Z} \\ (\bar{Y}_1 + \bar{Y}_2 + \bar{Y}_1 \bar{Y}_2 \bar{Z}) & 1 + \bar{Z} \bar{Y}_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{I}_1 \end{bmatrix}$$

Sendo conhecidas as tensões e correntes na entrada e saída do UPFC, e $\bar{Z}$, que corresponde à reatância do transformador série, temos:

$$\bar{Y}_2 = \frac{\bar{V}_2 - \bar{V}_1 - \bar{Z} \bar{I}_1}{\bar{V}_1 \bar{Z}}$$

$$\bar{Y}_1 = \frac{\bar{I}_2 - \bar{V}_1 \bar{Y}_2 - \bar{I}_1}{\bar{V}_1 + \bar{V}_1 \bar{Y}_2 \bar{Z} + \bar{I}_1 \bar{Z}}$$

Sendo possível definir os parâmetros do modelo de admitâncias shunt e impedância série.

3.5.5. Modelo de transformador ideal e reatância shunt

No trabalho Modeling of Power Electronics Equipment (FACTS) in Load Flow and Stability Programs (CIGRÉ, 1999), foi considerado como modelo aproximado do UPFC um transformador defasador com relação complexa representando o ramo série e uma barra do tipo PV como representação do ramo shunt, realizando o

controle de tensão que pode ser efetuado pelo UPFC. Este modelo é apresentado na figura 24.

Figura 24 – Modelo do UPFC com transformador defasador e barra PV

Fonte: (CIGRÉ TASK FORCE 38.01.08, 1999, p.75).

No modelo apresentado, o transformador ideal não gera ou absorve reativos, sendo esta uma das alternativas para operação do UPFC. Deste modo, para representação deste modo de controle, é citada a possibilidade de inclusão de um reator ou capacitor série.

O modelo com representação do ramo série do UPFC através do transformador defasador foi apresentado novamente em (AN; CONDREN; GEDRA, 2007), porém com a representação do ramo shunt através de uma reatância variável, conforme figura 25.

Figura 25 – Modelo do UPFC com transformador defasador e reatância variável

Fonte: (AN; CONDREN; GEDRA, 2007, p.70).

Neste modelo, temos:

T é a relação de transformação (real)

ϕ é a defasagem angular do transformador

ρ é a susceptância shunt

A relação do transformador defasador ideal pode ser escrita:

$$\bar{T} = T e^{j\phi}$$

Como o transformador não gera ou absorve potência ativa ou reativa, e o ramo shunt gera ou absorve potência reativa, temos:

$$\begin{aligned}\bar{V}_i &= \bar{V}_o T \angle \phi \\ \bar{I}_i &= j \bar{T} \rho \bar{V}_o + \frac{1}{\bar{T}^*} \bar{I}_o\end{aligned}$$

Considerando a representação por quadripolos do modelo da Figura 17, temos na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_i \\ \bar{I}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ j\rho & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{T} & 0 \\ 0 & 1/\bar{T}^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_o \\ \bar{I}_o \end{bmatrix}$$

Com a representação do quadripolo correspondente ao ramo shunt e transformador ideal.

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_i \\ \bar{I}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{T} & 0 \\ j\rho\bar{T} & 1/\bar{T}^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_o \\ \bar{I}_o \end{bmatrix}$$

A potência na entrada do UPFC é dada por:

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* = \bar{V}_o \bar{T} [j \bar{T} \rho \bar{V}_o + \frac{1}{\bar{T}^*} \bar{I}_o]^* \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \bar{S}_i = \bar{V}_o \bar{I}_o^* - j |\bar{T}|^2 |\bar{V}_o|^2 \rho \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \bar{S}_i = \bar{S}_o - j |\bar{T}^2| |\bar{V}_o|^2 \rho$$

Deste modo, a relação de potências na entrada e saída do UPFC é dada por:

$$P_i = P_o$$

$$Q_o = Q_i + |\bar{T}^2| |\bar{V}_o|^2 \rho$$

Ou seja, o modelo apresentado conserva potência ativa e consome ou gera potência reativa, correspondendo às relações no UPFC.

3.6. UPFCs em operação

O primeiro UPFC foi instalado no estado de Kentucky, nos Estados Unidos, em 1998, na subestação Inez da American Electric Power (AEP) (BIAN; J.NELSON, 1997). Este UPFC possui potência de 160 MVA e o projeto foi realizado em colaboração entre a AEP, Westinghouse Electric Corporation e Electric Power Research Institute (EPRI), com a interligação entre uma nova fonte de 345/138 kV à subestação de Inez, com o UPFC realizando o controle de fluxo de potência ativa, reativa e tensão para solucionar os problemas de baixos níveis de tensão e sobrecarga nas linhas de transmissão da região em condição de contingência no sistema elétrico da região. A figura 26 apresenta as instalações do UPFC de Inez.

Figura 26 – Foto UPFC Inez

Fonte: (Satcon Technology Corporation).

A figura 27 apresenta os inversores do UPFC de Inez.

Figura 27 – Foto inversores UPFC Inez – GTO

Fonte: (Satcon Technology Corporation).

O segundo UPFC foi instalado em KangJin, na Coreia, em 2003, através de um projeto realizado pela Korean Electric Power Corporation (KEPCO), Hyosung Corporation e Siemens (B.H.CHANG *et al.*, 2004), com o objetivo de solucionar os problemas de superação de equipamentos devido à elevação dos valores de corrente de curto-circuito, além dos problemas de estabilidade devido à larga expansão da geração. Outro aspecto considerado na proposta de aplicação do UPFC, estava associado à dificuldade de expansão do sistema de transmissão em função das questões ambientais para construção de novas instalações no sistema elétrico. Este UPFC possui potência de 80 MVA. A figura 28 apresenta o diagrama do sistema elétrico da Coreia e ponto de instalação do UPFC de KangJin.

Figura 28 – Diagrama do sistema da Coreia e ponto de instalação do UPFC

Fonte: (B.H.CHANG *et al.*, 2004, p.2).

Em 2001, entrou em operação o Convertible Static Compensator (CSC) com potência de 100 MVA, instalado na subestação Marcy em Nova Iorque, projeto da New York Power Authority (NYPA), EPRI (e Siemens (SIEMENS, 2001). O CSC, através de chaveamentos e mudança na configuração de conexão, pode operar como quatro diferentes dispositivos FACTS: STATCOM, SSSC, UPFC ou IPFC.

A figura 29 apresenta o diagrama unifilar do CSC de Marcy com as chaves que possibilitam a mudança de configuração.

Figura 29 – Diagrama unifilar do CSC em Nova Iorque

Fonte: (SIEMENS, 2001, p.2-3).

A figura 30 apresenta as instalações do CSC de Marcy.

Figura 30 – Foto CSC em Nova Iorque

Fonte: (Worcester Polytechnic Institute).

3.7. Custos associados aos dispositivos FACTS

Uma restrição à aplicação dos dispositivos FACTS nos sistemas elétricos está associada ao elevado custo apresentado por estes equipamentos quando comparados aos equipamentos convencionais.

Os custos dos dispositivos FACTS, associados à infraestrutura necessária e equipamentos para sua instalação, podem ser estimados com base nas curvas das Figuras 31 e 32, onde o limite inferior das áreas representadas corresponde aos custos dos equipamentos, e o limite superior corresponde ao custo total, somado ao custo de equipamentos o custo da infraestrutura necessária para instalação (HABUR; O'LEARY).

Figura 31 – Estimativa de custos para SVC e Statcom

Fonte: (Siemens AG Database).

Figura 32 – Estimativa de custos para Capacitor Série (FSC), TCSC e UPFC

Fonte: (Siemens AG Database).

Esta estimativa de custos não considera taxas e impostos, itens específicos de cada país, ocasionando uma variação de -10% a +30% no investimento total.

Para o UPFC, os custos correspondentes à curva superior do gráfico podem ser calculados pela fórmula (SOOD; TIWARI, 2011):

$$C_{UPFC} = 0.0003 S_{UPFC}^2 - 0.2691 S_{UPFC} + 188.22 \left[\frac{\$}{kVar} \right]$$

Onde:

$$S_{UPFC} = range\ do\ UPFC = Q_{max} - Q_{min}$$

Os custos apresentados, apesar de estimados, dão a ordem de grandeza dos investimentos necessários para instalação de dispositivos FACTS e sua relação com a potência destes equipamentos.

4. ANÁLISE DE MODELOS DO UPFC PARA SIMULAÇÃO EM REGIME PERMANENTE

Considerando os modelos propostos para representação do UPFC em regime permanente, observamos que o modelo com fonte de tensão síncrona e modelo com barra de carga e gerador, apesar de suas facilidades para inserção nas simulações do sistema elétrico a ser analisado, não consegue representar todos os modos de operação do UPFC. Estes modos correspondem ao controle de tensão, fluxo de potência ativa e fluxo de potência reativa de maneira independente.

O modelo com fonte de tensão síncrona (GYUGYI, 1994) não representa a contribuição do ramo shunt à operação do UPFC, enquanto o modelo com barra de carga e gerador (IRAVANI; NABAVI-NIAKI, 1996) não possibilita representar o UPFC com o modo de controle de tensão, potência ativa ou potência reativa desabilitados. Neste modelo ainda existe a questão associada à separação das barras de entrada e saída do UPFC, que desconecta partes do sistema em análise, podendo provocar a não convergência do caso de fluxo de potência, além de não representar a influência do sistema ao qual está conectado na operação do UPFC.

A representação do UPFC através do modelo de injeção de potências (NOROOZIAN, 1997) é a mais utilizada para inserção em algoritmos de cálculo. Este modelo exige a execução de um processo iterativo para obtenção das potências, com base nas tensões das barras de entrada ($\bar{V}_i$) e saída ($\bar{V}_j$) do UPFC, além da tensão na barra intermediária, conforme descrição do item 2.5.3.

O modelo de transformador ideal e reatância shunt variável apresentado em An, Condren e Gedra (2007) corresponde ao modelo que pode ser utilizado com maior facilidade em programas de simulação comerciais, pois a representação do UPFC é realizada a partir de componentes normalmente existentes nestes programas (transformador e reatância).

Deste modo, com o objetivo de avaliar a aplicação dos modelos em regime permanente do UPFC em um software de fluxo de potência comercial, foram avaliados os modelos propostos na literatura para representação deste equipamento.

4.1. Modelo de Transformador Defasador e Compensador Estático (PST - Phase Shifter Transformer + SVC - Static Var Compensator)

Baseado no modelo do UPFC com representação do ramo série através do transformador defasador ideal e do ramo shunt através de uma reatância variável, foi considerada a inserção da reatância do transformador série x , sendo realizado o equacionamento através da representação do quadripolo correspondente:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_l \\ \bar{I}_l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ j\rho & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{T} & 0 \\ 0 & 1/\bar{T}^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & jx \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_o \\ \bar{I}_o \end{bmatrix}$$

A figura 33 apresenta o modelo do UPFC proposto.

Figura 33 – Modelo do UPFC com transformador defasador com a respectiva reatância, e reatância shunt variável

Fonte: Autor.

Desenvolvendo as equações, obtemos:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_l \\ \bar{I}_l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{T} & 0 \\ j\rho\bar{T} & 1/\bar{T}^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & jx \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_o \\ \bar{I}_o \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_l \\ \bar{I}_l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{T} & jx\bar{T} \\ j\rho\bar{T} & -\rho x\bar{T} + (1/\bar{T}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_o \\ \bar{I}_o \end{bmatrix}$$

$$\bar{V}_l = \bar{V}_o\bar{T} + jx\bar{T}\bar{I}_o$$

$$\bar{I}_i = j\rho \bar{T} \bar{V}_o + \bar{I}_o \left(-\rho x \bar{T} + \left(\frac{1}{\bar{T}^*} \right) \right)$$

A potência na entrada do UPFC será dada por:

$$\begin{aligned} \bar{S}_i &= \bar{V}_i \bar{I}_i^* = (\bar{V}_o \bar{T} + j x \bar{T} \bar{I}_o) \left(j\rho \bar{T} \bar{V}_o - \rho x \bar{T} \bar{I}_o + \frac{\bar{I}_o^*}{\bar{T}^*} \right)^* \\ \Rightarrow \bar{S}_i &= (\bar{V}_o \bar{T} + j x \bar{T} \bar{I}_o) \left(-j\rho \bar{T}^* \bar{V}_o^* - \rho x \bar{T}^* \bar{I}_o^* + \frac{\bar{I}_o^*}{\bar{T}} \right) \Rightarrow \\ \Rightarrow \bar{S}_i &= \bar{V}_o \bar{T} (-j\rho \bar{T}^* \bar{V}_o^*) + \bar{V}_o \bar{T} (-\rho x \bar{T}^* \bar{I}_o^*) + \bar{V}_o \bar{T} \left(\frac{\bar{I}_o^*}{\bar{T}} \right) + \\ &+ j x \bar{T} \bar{I}_o (-j\rho \bar{T}^* \bar{V}_o^*) + j x \bar{T} \bar{I}_o (-\rho x \bar{T}^* \bar{I}_o^*) + j x \bar{T} \bar{I}_o \left(\frac{\bar{I}_o^*}{\bar{T}} \right) \Rightarrow \\ \Rightarrow \bar{S}_i &= \bar{V}_o \bar{I}_o^* + \rho x |\bar{T}|^2 (\bar{V}_o^* \bar{I}_o - \bar{V}_o \bar{I}_o^*) \\ &+ j (-\rho |\bar{V}_o|^2 |\bar{T}|^2 - (\rho x^2 |\bar{T}|^2 |\bar{I}_o|^2) + (x |\bar{I}_o|^2)) \end{aligned}$$

Observamos que o modelo conserva potência ativa e consome ou gera potência reativa, conforme relações do UPFC.

A representação deste modelo do UPFC em um programa de fluxo de potência comercial pode ser realizada através da utilização de um transformador com defasagem angular (PST) em série com uma reatância representando o ramo série, e um compensador estático de reativos (SVC) conectado à barra de entrada do UPFC.

A inserção da impedância entre o transformador e a barra de saída, possibilita também obter, a partir dos resultados do cálculo de fluxo de potência, todos os parâmetros necessários para o cálculo das potências do modelo de injeção de potências.

A reatância x , corresponde à reatância vista pelos terminais do transformador série, cujo valor é dado por (AHMADNIA et al., 2012):

$$x = x_k r_{max}^2 \left(\frac{S_b}{S_s} \right)$$

Onde:

x_k = reatância do transformador série (na potência nominal do conversor série)

r_{max} =máximo valor do módulo da tensão série (conforme modelo de injeção de potências)

S_b = base de potência

S_s = potência nominal do conversor série

4.2. Simulações utilizando os modelos de UPFC em regime permanente

O programa de Análise de Redes Elétricas (ANAREDE) compõe o pacote de programas do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Este pacote corresponde aos programas utilizados para estudos e análises no Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo adotado pelos diversos agentes do setor elétrico brasileiro (geradores, transmissoras e distribuidoras).

O programa ANAREDE possui diversos modelos de equipamentos, tais como geradores, transformadores, linhas de transmissão, barramentos, cargas, etc.

Dentre os dispositivos FACTS, o programa possui modelos para compensadores estáticos (SVC – Static Var Compensator), compensadores série controláveis (SSSC) e representação de HVDC através de retificadores e inversores.

Considerando as funcionalidades do programa ANAREDE, o modelo com barra de carga e gerador (PQ+PV) (IRAVANI; NABAVI-NIAKI, 1996) (que representa o UPFC através de uma barra de carga do tipo PQ na entrada e a barra de saída como sendo uma barra de geração do tipo PV) e o modelo de injeção de potências (PIM) (NOROOZIAN et al., 1997) (representando o UPFC através da injeção de potências ativa e reativa nas barras de entrada e saída, conectadas através da reatância do transformador série) correspondem a representações simplificadas, facilmente inseridas nas simulações. Entretanto, o modelo de injeção de potências apresenta dificuldades para representação direta, que corresponde ao ajuste desejado nos casos de simulação, sendo necessário um processo iterativo para cálculo dos valores que representem o ponto de operação desejado.

Considerando o modelo do UPFC representado através de um transformador com defasagem angular (PST) em série com uma reatância representando o ramo série e um compensador estático de reativos (SVC) conectado à barra de entrada do UPFC, observamos a facilidade de representação deste modelo no programa

ANAREDE, devido à existência do modelo para transformador defasador e seus respectivos controles. O modelo de transformador defasador no ANAREDE permite definir o controle por corrente ou potência, com variação automática de fase para o valor do parâmetro especificado, ou fixação do ângulo de defasagem.

O programa possui também um modelo para o compensador estático de reativos (SVC) com sua característica de controle que permite definir a tensão da barra controlada, com controle por potência reativa ou corrente e respectiva inclinação da curva de resposta.

Deste modo, o modelo simplificado do UPFC pode ser representado através da utilização dos componentes já existentes, conforme diagrama da figura 34.

Figura 34 – Modelo do UPFC com transformador defasador, impedância série e SVC (PST+SVC)

Fonte: Autor.

Os modelos de injeção de potências (PIM) (NOROOZIAN, 1997) e com barra de carga e gerador (PQ+PV) (IRAVANI; NABAVI-NIAKI, 1996), também podem ser facilmente representados, conforme figuras 35 e 36, considerando as restrições descritas anteriormente.

Figura 35 – Modelo de injeção de potências (PIM) do UPFC

Fonte: Autor.

As barra podem ser definidas como tipo PQ com especificação das potências ativa e reativa, ou do tipo PV com definição também da tensão na barra.

Figura 36 – Modelo com barra de carga e gerador (PQ+PV) do UPFC

Fonte: Autor.

Utilizando a base de dados de fluxo de potência do Sistema Interligado Nacional, disponível no formato do programa ANAREDE, foram realizadas simulações para representação do UPFC, utilizando o modelo (PST+SVC) e o modelo (PIM).

Inicialmente, foram realizadas simulações com o modelo (PST+SVC), com ajuste de tensão e fluxo de potências na linha de transmissão em análise, utilizando os controles de transformador defasador e SVC disponíveis no ANAREDE, sem a necessidade de um processo iterativo para obtenção das potências representadas nas barras de entrada e saída, caso fosse utilizado o modelo de injeção de potências (PIM).

A partir dos resultados obtidos com o modelo (PST+SVC), foram calculados os parâmetros para o modelo de injeção de potências (PIM), conforme equações apresentadas no item 2.5.3.

O modelo (PST+SVC) foi então substituído pelo modelo (PIM) sendo realizado o cálculo de fluxo de potência para comparação de resultados com a utilização destes dois modelos.

Foi simulada a inserção do UPFC em diversos pontos de um sistema de 138 kV, caracterizado pela presença de geração distribuída a biomassa, que corresponde às UTEs (Usinas Termelétricas) e hidráulica, correspondendo às PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas). Este sistema realiza a conexão entre diferentes pontos de fronteira com a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.

Abaixo são apresentados dois casos de simulação e respectivos resultados de tensões e fluxos de potência nas barras de entrada e saída do UPFC (com inclusão da barra intermediária no caso do modelo PST+SVC).

A figura 37 corresponde ao diagrama unifilar simplificado do sistema de 138 kV analisado, com a inserção do UPFC no quarto circuito das linhas que interligam a subestação 1 à subestação 2. Esta interligação é composta de outros três circuitos. Conectada à subestação 1, temos uma usina hidrelétrica (UHE), cuja geração é transmitida ao sistema através das linhas entre a subestação 4 e as subestações 5 e 14.

Figura 37 – Caso 1: Diagrama unifilar simplificado do sistema de 138 kV com inserção do UPFC entre as subestações 4 e 5

Fonte: Autor.

A tabela 2 apresenta os resultados de tensão nas barras de entrada e saída do UPFC localizado em um dos circuitos que interligam as subestações 4 e 5, além dos fluxos de potência ativa e reativa para os dois modelos considerados. Foi adotada, para as potências, a representação utilizada no ANAREDE, com sinal positivo para potências saindo da barra e sinal negativo para potências entrando na barra em análise. Também são apresentados para cada modelo, o número de iterações para convergência do caso de fluxo de potência após a inclusão do modelo do UPFC no sistema.

Tabela 2 – Caso 1: Resultados de simulação dos modelos de UPFC no ANAREDE com inserção do UPFC entre as subestações 4 e 5

	qtde. de iterações	barra	tensão [pu]	ângulo [graus]	fluxo ativo [MW]	fluxo reativo [Mvar]	SVC (Mvar)
Modelo (PST+SVC)	26	entrada	1.049	-34.1	-142.0	111.1	87.6
		intermediária	0.954	-24.1	-142.0	23.5	-
		saída	0.959	-25.9	142.0	-28.4	-
Modelo (PIM)	26	entrada	1.049	-34.0	-141.7	110.9	57.2
		intermediária	-	-	-	-	-
		saída	0.960	-25.9	142.6	-28.0	-

A figura 38 apresenta o diagrama de simulação no ANAREDE com o caso 1 e resultados utilizando os modelos (PST+SVC) e (PIM).

Figura 38 – Caso 1: Diagrama de simulação com os modelos analisados

Fonte: Autor.

A figura 39 apresenta o diagrama unifilar simplificado do sistema de 138 kV, agora com a inserção do UPFC na linha que interliga as subestações 9 e 11.

Figura 39 – Caso 2: Diagrama unifilar simplificado do sistema de 138 kV com a inserção do UPFC entre as subestações 9 e 11

Fonte: Autor.

Os resultados considerando os dois modelos de UPFC são apresentados na tabela 3.

Tabela 3 – Caso 2: Resultados de simulação dos modelos de UPFC no ANAREDE com inserção do UPFC entre as subestações 4 e 5

	qtde. de iterações	barra	tensão [pu]	ângulo [graus]	fluxo ativo [MW]	fluxo reativo [MW]	SVC (Mvar)
Modelo (PST+SVC)	22	entrada	1.011	-14.2	-30.0	-20.5	-29.0
		intermediária	1.011	-11.0	-30.0	8.5	-
		saída	1.013	-11.4	30.0	-8.7	-
Modelo (PIM)	18	entrada	1.011	-14.3	-30.0	-20.5	-30.5
		intermediária	-	-	-	-	-
		saída	1.013	-11.4	29.7	-8.8	-

No caso 2, foi observado maior número de iterações para convergência do fluxo de potência utilizando o modelo (PST+SVC), em função da necessidade de inserção do modelo inicialmente sem ativação dos controles do transformador defasador e posterior ajuste (com ativação dos controles) para convergência do caso simulado.

A figura 40 apresenta o diagrama de simulação no ANAREDE com o caso 2 e resultados utilizando os modelos analisados.

Figura 40 – Caso 2: Diagrama de simulação com os modelos analisados

Fonte: Autor.

As simulações de fluxo de potência demonstraram a facilidade de aplicação do modelo utilizando o transformador defasador em série com sua respectiva impedância e compensador estático conectado na barra de entrada (PST+SVC), ao invés do modelo de injeção de potências (PIM), que apesar de possuir maior aplicação em algoritmos de cálculo de fluxo de potência, exigiria a execução de um processo iterativo para obtenção das potências representadas nas barras de entrada e saída do UPFC.

A aplicação do modelo (PST+SVC) utilizando a biblioteca de componentes existentes na maioria dos programas de cálculo de fluxo de potência comerciais apresenta facilidade para representação e análise simplificada do UPFC no sistema elétrico, além de permitir o cálculo dos parâmetros para utilização do modelo (PIM) equivalente, a partir dos resultados obtidos.

As diferenças apresentadas nos resultados de fluxo de potência das simulações, correspondem à limitação existente no programa para inserção dos algoritmos decimais, além da tolerância de convergência do caso simulado.

Foi observada a necessidade para aplicação do modelo (PST+SVC) em determinados pontos, de execução inicialmente sem a ativação dos controles do transformador defasador para convergência do caso.

5. ANÁLISE DE APLICAÇÃO DO UPFC NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ALTA TENSÃO

A análise de aplicação do UPFC foi realizada utilizando um sistema de distribuição de alta tensão que faz a conexão entre diferentes pontos de fronteira com a Rede Básica e possui uma grande quantidade de usinas a biomassa conectadas.

Neste sistema, o fluxo de potência varia de acordo com as condições operativas da Rede Básica e períodos de safra e entressafra das usinas a biomassa, que associados aos patamares de carga (pesada, média e leve), resultam em cenários bastante distintos.

Nestas condições, foi avaliada alternativa de expansão do sistema com a aplicação do UPFC, que possibilita o controle do fluxo de potência, atendendo aos limites de carregamento de linhas, transformadores e tensões nos barramentos em condição normal de operação ou durante contingências no sistema, nos diversos cenários possíveis.

Também foi analisada a influência desta aplicação no controle de fluxo de potência nas fronteiras.

Inicialmente são apresentadas as características do sistema e restrições previstas considerando sua atual configuração (sistema sem obras).

Utilizando o modelo (PST+SVC) para o UPFC, é realizada a avaliação de alternativa de expansão do sistema de 138 kV com aplicação deste equipamento FACTS.

Esta alternativa é então comparada com a alternativa de conexão ao sistema de 500 kV, consolidada pelos estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico para a região.

5.1. Sistema de distribuição interligado com influência de geração distribuída

O sistema de distribuição de alta tensão apresentado na figura 41 através de seu diagrama unifilar simplificado, é composto por linhas de 138 kV que interligam os sistemas de 440 kV e 345 kV através das subestações transformadoras 1 e 2, de

440/138 kV, e subestação 3, de 345/138 kV. As linhas possuem predominantemente estruturas em torres metálicas para circuito duplo possuindo um ou dois circuitos lançados, em condutores CAA 336 Linnet com capacidade de 144 MVA ou condutores CAA 477 Hawk com capacidade de 179 MVA. Em condição de emergência (contingência simples), de acordo com as características construtivas e temperatura de projeto de cada linha, é admitido carregamento de até 15% acima do limite nominal por um período de 4 horas.

Neste sistema de 138 kV estão conectadas também duas usinas hidrelétricas nas subestações 3 e 4 com potência instalada de 328 MW e 166 MW respectivamente.

Essa região tem como principal característica a presença de um grande parque gerador térmico, movido por usinas de biomassa a partir de bagaço de cana.

O diagrama da figura 41 apresenta o unifilar simplificado do sistema com as distâncias aproximadas entre as principais subestações da região, correspondendo ao comprimento das linhas de 138 kV que interligam estas subestações, e potências de geração das usinas a biomassa (UTES) e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

Figura 41 – Diagrama unifilar simplificado com as distâncias entre as principais subestações em km e geração distribuída em MW

Fonte: Autor.

A maior parte dessas usinas está conectada no sistema de 138 kV da distribuidora, causando impacto no desempenho desse sistema e gerando dois cenários bastante distintos. O período de safra, que corresponde aos meses de Abril a Novembro de cada ano, quando ocorre a produção de açúcar e etanol, e geração de energia elétrica associada ao processo produtivo. No período de dezembro a março, ocorre parada da produção e consequentemente não há geração de energia elétrica. Deste modo, os patamares correspondentes às demandas de carga pesada, média e leve, associados aos períodos de safra e entressafra, geram seis diferentes cenários. Estes cenários estão também associados aos períodos seco e úmido que correspondem aos despachos de geração e influenciam os intercâmbios na Rede Básica, estando representados nos casos de fluxo de potência utilizados para os estudos de planejamento da expansão do sistema de transmissão e distribuição de alta tensão.

Na região avaliada, a geração das usinas a biomassa totalizam aproximadamente 1,2 GW, montante equivalente a 50% da carga total do sistema.

Este montante de geração distribuída faz com que o sistema elétrico na região apresente características e desempenhos bastante distintos nos períodos de safra e entressafra.

No período da safra, as usinas de biomassa injetam no sistema grandes montantes de energia. Essa injeção de potência ativa, principalmente no patamar de carga leve, faz com que o excedente de geração seja transferido para a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) através dos transformadores de fronteira.

No período da entressafra, não há geração das usinas a biomassa, mantendo as cargas associadas ao processo produtivo destas usinas, solicitando do sistema ao qual estão conectadas as demandas de potência ativa e reativa.

Para demonstrar o efeito da geração distribuída, são apresentados na figura 42, os montantes de fluxo de potência ativa nas transformações de fronteira deste sistema com a Rede Básica nos períodos de safra e entressafra no ano de 2016.

Observamos que, no período de entressafra, a somatória das potências nos transformadores de fronteira com a Rede Básica corresponde ao montante de carga da distribuidora.

Entretanto, no período de safra, este valor é significativamente menor em função do atendimento de parte da carga pela geração distribuída (usinas a biomassa e PCHs) conectadas no sistema da distribuidora.

Figura 42 – Gráfico do fluxo de potência nas fronteiras x carga da área

Fonte: Autor.

Nestas condições, a indicação da necessidade de obras de reforços e ampliações pode ser dividida em dois conjuntos distintos. O primeiro conjunto corresponde às obras necessárias para atendimento ao crescimento da carga existente e conexão de novas cargas, em função das condições do sistema no período de entressafra das usinas a biomassa. O segundo conjunto está associado às obras necessárias devido à geração conectada no sistema da distribuidora (usinas hidrelétricas, usinas a biomassa e PCHs) e exportada no período de safra.

A seguir são apresentadas as condições simuladas para este sistema considerando a atual configuração e projeção de demanda e geração no ano horizonte de 2024. São apresentados os cenários de carga média no período de entressafra (máxima demanda e sem a presença da geração a biomassa) e carga leve no período de safra (mínima demanda e presença da geração a biomassa) que correspondem aos cenários críticos com relação aos carregamentos nas linhas e níveis de tensão nos barramentos do sistema em análise.

Os resultados apresentados contemplam também as condições de contingência, com desligamento de um circuito das linhas de interligação entre as subestações.

5.1.1. Sistema atual: carga média – período de entressafra

As figuras de 43 a 45 apresentam os fluxos de potência ativa nas linhas de interligação com as barras de fronteira com as fontes do sistema, carregamento percentual em relação à capacidade nominal das linhas que apresentam indicação de sobrecarga e níveis de tensão nos barramentos das subestações com tensões próximas ao limite mínimo admitido, no patamar de carga média e período de entressafra das usinas a biomassa. Os valores de fluxo de potência correspondem à somatória da potência em todos os circuitos das linhas que interligam as subestações, com indicação do sentido do fluxo de potência através das setas. O carregamento percentual apresentado corresponde ao maior carregamento dos circuitos das linhas em relação à sua capacidade nominal e emergência nestas condições. A figura 43 apresenta o fluxo de potência ativa total nas linhas de interligação com as barras de fronteira com as fontes do sistema.

Figura 43 – Fluxo de potência ativa (MW) - carga média – período de entressafra

Fonte: Autor.

Neste cenário de carga média (que apresenta valores de demanda superiores aos patamares de carga pesada e leve) e período de entressafra (sem a presença da geração distribuída associada às usinas a biomassa), pode-se observar que a carga da área é atendida através das transformações de fronteira com a Rede Básica, instaladas nas subestações 1, 2 e 3, além da usina hidrelétrica conectada na subestação 4.

A figura 44 apresenta o máximo carregamento percentual em relação à capacidade nominal das linhas que apresentam indicação de sobrecarga.

Figura 44 – Carregamento das linhas de 138 kV (%) - carga média – período de entressafra

Fonte: Autor.

Existe indicação de sobrecarga em condição normal (sem contingência no sistema) nas linhas de interligação entre as subestações 3 e 13, 2 e 7. Na contingência de um circuito das linhas de interligação entre as subestações 1 e 11, há indicação de carregamento acima do limite em emergência no circuito remanescente.

A figura 45 apresenta os valores de tensão em pu nos barramentos de 138 kV com previsão de valores próximos ao limite mínimo admissível.

Figura 45 –Tensão nos barramentos (pu) - carga média – período de entressafra

Fonte: Autor.

São previstos níveis de tensão no limite inferior admissível nas subestações 6, 7, 11 e 14, localizadas em pontos mais distantes das subestações fontes do sistema.

Em resumo, as simulações apresentaram para o ano horizonte avaliado, baixos níveis de tensão em subestações distantes das fontes do sistema e elevados carregamentos nas linhas provenientes destas subestações fontes.

5.1.2. Sistema atual: carga leve – período de safra

As figuras de 46 a 48 apresentam os resultados das simulações no patamar de carga leve e período de safra das usinas a biomassa.

A figura 46 apresenta o fluxo de potência ativa total nas linhas de interligação com as barras de fronteira com as fontes do sistema.

Figura 46 – Fluxo de potência ativa (MW) – carga leve - safra

Fonte: Autor.

Neste cenário de carga leve (que apresenta valores de demanda inferiores aos patamares de carga média e pesada) e período de safra (com a presença da geração distribuída associada às usinas a biomassa), a carga da área é atendida pela usina hidrelétrica conectada na subestação 4, além da geração distribuída conectada no sistema de 138 kV.

Observa-se a inversão do fluxo de potência nas transformações de fronteira com a Rede Básica das subestações 1 e 3, além da redução no carregamento da transformação existente na subestação 2.

A figura 47 apresenta o máximo carregamento percentual em relação à capacidade nominal das linhas que apresentam indicação de sobrecarga.

Figura 47 – Carregamento das linhas de 138 kV (%) - carga leve – período de safra

Fonte: Autor.

Existe indicação de sobrecarga em condição normal (sem contingência no sistema) nas linhas de interligação entre as subestações 5 e 15, 3 e 13, 6 e 11, 7 e 11.

São previstos níveis de tensão dentro dos limites em todo o sistema, considerando o desligamento dos bancos de capacitores existentes.

No patamar de carga leve e período de safra, são esperados elevados níveis de tensão e carregamentos nas linhas que interligam as usinas a biomassa aos principais centros de carga, em função do fluxo da geração distribuída.

5.1.3. Sistema atual: restrições previstas

Com base nas análises apresentadas anteriormente, considerando a atual configuração do sistema e diversos patamares de carga e geração, foram listadas as linhas com previsão de restrição de carregamento em condição normal e

contingência em um dos circuitos existentes, além dos barramentos com indicação de tensão abaixo do limite inferior admissível.

A figura 48 indica em laranja as linhas com previsão de restrição de carregamento e barramentos de subestações com níveis de tensão próximos ou abaixo do limite inferior.

Figura 48 – Indicação dos pontos com restrição de tensão e carregamento - em azul

Fonte: Autor.

Observamos a previsão de restrição em diversos pontos do sistema, indicando a necessidade de obras de ampliações e reforços para atendimento à projeção de demanda e geração esperada no horizonte de estudo.

5.2. Análise de aplicação do UPFC no sistema de distribuição de alta tensão

Considerando as restrições de tensão e carregamento previstas, foram avaliadas alternativas de expansão para o sistema apresentado.

Com base nas obras previstas para a região, cuja alternativa é composta por uma nova conexão ao sistema de 500 kV, foi avaliada uma alternativa contemplando a aplicação do UPFC, que realiza o controle ativo dos parâmetros do sistema elétrico, para expansão e melhor aproveitamento do sistema existente, realizando o direcionamento do fluxo de potência associado à geração distribuída e possibilitando também o controle da potência nas fronteiras entre os sistemas de transmissão e distribuição.

A alternativa de aplicação do UPFC avaliada foi composta por um UPFC controlando o fluxo de potência e níveis de tensão em uma nova linha de 138 kV interligando a subestação 9 a uma nova subestação em seccionamento da linha de interligação entre as subestações 6 e 11, reconstruída para adequação aos fluxos de potência previstos. Compõe também esta alternativa uma nova conexão ao sistema de 345 kV através de um transformador defasador conectado à subestação 4 que realiza o controle do fluxo de potência ativa neste ponto.

A figura 49 apresenta em azul as obras referentes à alternativa avaliada.

Figura 49 – Diagrama unifilar simplificado da região com a alternativa avaliada

Fonte: Autor.

Abaixo são listadas as obras propostas desta alternativa:

- conexão ao sistema de 345 kV através da subestação 4, com instalação de um transformador defasador para controle do fluxo de potência ativa;
- reconstrução e duplicação da linha que interliga as subestações 6 e 11 com aumento da capacidade nominal.
- construção de uma nova subestação em seccionamento da linha de interligação entre as subestações 6 e 11 para conexão da nova linha de interligação com a subestação 9;
- construção de uma nova linha de 138 kV em circuito simples, condutores CAA 795 Drake com capacidade nominal de 249 MVA e aproximadamente 100 km de extensão, interligando a nova subestação com a subestação 9;
- instalação do UPFC com potência de 100 MVA na nova subestação para controle do fluxo de potência e níveis de tensão na linha de interligação entre a nova subestação e a subestação 9;

O objetivo da transformação defasadora na subestação 4, é realizar o controle de fluxo de potência entre os sistemas de 345 kV e 138 kV.

No período de safra, o transformador defasador foi ajustado para manter o fluxo de potência ativa no sentido do sistema de 138 kV para o sistema de 345 kV, proporcionando um caminho para escoamento da geração existente no sistema de 138 kV, incluindo a geração da usina hidrelétrica conectada à subestação 4, reduzindo o carregamento do sistema de 138 kV neste período.

No período de entressafra, o transformador defasador foi ajustado para manter o fluxo de potência ativa no sentido do sistema de 345 kV para o sistema de 138 kV, operando como uma nova fonte para suprimento da carga na região.

Apesar do controle de fluxo de potência ativa proporcionado pelo transformador defasador, deve-se salientar que este equipamento possui tempo de resposta para alterações nas condições do sistema (que corresponde à resposta do equipamento ao comando para mudança no fluxo de potência ativa) superior aos tempos de resposta dos dispositivos de proteção. Deste modo, o tempo de resposta não atende a condições de contingências no sistema que resultem em carregamentos acima dos limites admissíveis nas linhas e demais equipamentos, sendo necessária atuação instantânea para controle de carregamento.

A nova subestação proposta em seccionamento da linha que interliga as subestações 6 e 11, associada ao UPFC e linha de interligação com a subestação 9,

representa uma nova fonte localizada no ponto central do sistema em análise. Através do UPFC, é possível realizar o controle de tensão, injeção ou absorção de potência ativa e reativa neste ponto do sistema utilizando a potência disponível da transformação 440/138 kV existente na subestação 2.

A construção da linha de interligação entre a nova subestação e a subestação 9, sem aplicação do UPFC, não proporcionaria benefícios ao sistema, pois sem o UPFC foi obtido fluxo máximo de 24 MW no sentido da subestação 9 para a nova subestação no período de entressafra, e 22 MW no sentido inverso no período de safra, além de não ser observada melhoria nos níveis de tensão dos barramentos do sistema.

O desempenho desta alternativa para os cenários de safra e entressafra nos patamares de carga pesada, média e leve foi realizado utilizando para representação do UPFC o modelo de transformador defasador em série com sua impedância e compensador estático conectado à barra de entrada.

Foram verificadas as condições para atender aos critérios de tensão e carregamento em condições de operação normal e contingência através do controle dos parâmetros do sistema realizado pelo transformador defasador e UPFC, utilizando o programa ANAREDE e a base de dados do sistema interligado nacional.

No período de safra, o UPFC foi ajustado para controle do fluxo de potência ativa no sentido da subestação 9 para a nova subestação, mantendo a tensão na barra da nova subestação em 1,00 pu. Nos patamares de carga pesada e média, foi ajustado para 70 MW o fluxo de potência na linha controlada pelo UPFC, e no patamar de carga leve o fluxo de potência na linha foi reduzido para 0 MW. O transformador defasador foi ajustado para controle de fluxo de potência ativa de 130 MW no sentido do sistema de 345 kV para o sistema de 138 kV em todos os patamares de carga.

No período de entressafra, foi ajustado o fluxo de potência ativa na linha controlada pelo UPFC no sentido da nova subestação para a subestação 9, mantendo a tensão na barra da nova subestação em 1,00 pu.

Nos patamares de carga pesada e média foi ajustado para 0 MW o fluxo de potência na linha controlada pelo UPFC e no patamar de carga leve o fluxo de potência nesta linha foi elevado para 30 MW. O transformador defasador foi ajustado para controle de fluxo de potência ativa de 200 MW no sentido do sistema de 138 kV para o sistema de 345 kV em todos os patamares de carga.

Com base nestes ajustes, a seguir são apresentadas as condições simuladas para o sistema no ano de 2024, considerando a alternativa de aplicação do UPFC avaliada.

5.2.1. Alternativa com UPFC: carga média – período de entressafra

As figuras de 50 a 52 apresentam para o sistema sem obras, os fluxos de potência ativa nas linhas de interligação com as barras fontes do sistema, o carregamento percentual em relação à capacidade nominal nas linhas que apresentaram indicação de sobrecarga, e níveis de tensão nos barramentos das subestações com indicação de tensões próximas ao limite mínimo admitido, no patamar de carga média e período de entressafra das usinas a biomassa.

Os valores de fluxo de potência correspondem à somatória da potência em todos os circuitos das linhas que interligam as subestações, com indicação do sentido do fluxo de potência através das setas. O carregamento percentual apresentado corresponde ao maior carregamento dos circuitos das linhas em relação à sua capacidade nominal e emergência nestas condições.

A figura 50 apresenta o fluxo de potência ativa nas linhas de interligação com as barras fontes do sistema.

Figura 50 – Alternativa com UPFC - Fluxo de potência ativa (MW) - carga média – período de entressafra

Fonte: Autor.

Neste cenário de carga média e período de entressafra, a carga da área é atendida através das transformações de fronteira com a Rede Básica, que correspondem às subestações 1, 2, 3 e 4, além das usinas hidrelétricas conectadas nas subestações 3 e 4.

A nova subestação, através da potência injetada na linha controlada pelo UPFC, simula a inserção de uma nova fonte no ponto central do sistema com aproveitamento da potência disponível na transformação de 440/138 kV da subestação 2, reduzindo o carregamento das linhas de interligação com as fontes do sistema e melhora do perfil de tensão na região. O controle de tensão neste novo ponto é realizado com injeção de potência reativa através do ramo shunt do UPFC.

A figura 51 mostra para as linhas que apresentaram sobrecarga no sistema sem obras, o máximo carregamento percentual em relação à capacidade nominal, considerando a alternativa de aplicação do UPFC.

Figura 51 – Alternativa com UPFC - carregamento das linhas de 138 kV (%) - carga média – período de entressafra

Fonte: Autor.

A figura 52 apresenta os valores de tensão em pu nos barramentos de 138 kV que apresentaram indicação de tensão no limite inferior para o sistema sem obras.

Figura 53 – Alternativa com UPFC - fluxo de potência ativa (MW) - carga leve – período de safra

Fonte: Autor.

Neste cenário de carga leve e período de safra, a carga da área é atendida por parte da geração da usina hidrelétrica conectada na subestação 4, pela transformação de fronteira com a Rede Básica da subestação 2, além da geração distribuída conectada no sistema de 138 kV.

O transformador defasador realiza a inversão do fluxo de potência ativa do sistema de 138 kV para o sistema de 345 kV e o UPFC realiza o controle do fluxo de potência no sentido da nova subestação para a subestação 9, com transferência de parte da geração distribuída para a região da subestação 9, distante 100 km da nova subestação.

Observa-se a inversão do fluxo de potência nas transformações de fronteira com a Rede Básica das subestações 1 e 3 em função do excedente de geração no sistema de 138 kV.

A figura 54 apresenta para as linhas que apresentaram sobrecarga no sistema sem obras, o máximo carregamento percentual em relação à capacidade nominal, considerando a alternativa de aplicação do UPFC.

Figura 54 – Alternativa com UPFC - carregamento das linhas de 138 kV (%) - carga leve – período de safra

Fonte: Autor.

5.2.3. Alternativa com UPFC: avaliação e operação em contingência

Considerando a alternativa de aplicação do UPFC e obras associadas, foram verificados carregamentos nas linhas existentes e níveis de tensão na região dentro dos limites admissíveis, nos períodos de safra e entressafra das usinas a biomassa, com eliminação das restrições observadas no sistema sem obras.

Salienta-se que foram adotados valores de fluxo de potência na linha de interligação entre a nova subestação e a subestação 9, controlada pelo UPFC, com o objetivo de manter os carregamentos nas linhas e níveis de tensão nas barras dentro dos limites admissíveis, mas também minimizando as perdas no sistema, incluindo a perda na linha controlada.

Em caso de sobrecargas em contingência, também existe a possibilidade de controle de carregamento no sistema através da atuação do UPFC, pois em condição de contingência no sistema, o UPFC permite a mudança instantânea dos parâmetros controlados (potência ativa, reativa e nível de tensão).

Figura 56 – Alternativa com UPFC - carregamento da linha de 138 kV em contingência (%) – controle UPFC 150 MW

Fonte: Autor.

No caso do sistema em análise, outro ganho associado à aplicação do UPFC corresponde ao controle de fluxo de potência nas fronteiras do sistema de distribuição com a rede de transmissão de acordo com a demanda contratada em cada ponto de fronteira. A ultrapassagem destes valores representam penalizações à distribuidora e pagamento de multas da ordem de milhões de reais.

A figura 57 apresenta a variação do fluxo de potência nas fronteiras para uma variação no ajuste do fluxo de potência na linha controlada pelo UPFC de 0 MW para 150 MW no sentido da subestação 9 para a nova subestação. Pode ser observada a elevação do fluxo a partir da transformação 440/138 kV da subestação 1 e correspondente redução na transformação 440/138 kV da subestação 2. Esta variação instantânea no fluxo de potência controlado pelo UPFC permitiria o controle de demanda nestes pontos em tempo real.

Figura 57 – Gráfico de variação do fluxo de potência nas fronteiras em função do ajuste do UPFC

Fonte: Autor.

5.3. Alternativa de conexão ao sistema de 500 kV

A seguir, é apresentada para comparação com a alternativa de aplicação do UPFC, a alternativa de reforços e ampliações para o sistema em análise consolidada pelos estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico para a região (ANEEL, 2016).

Esta alternativa é composta por uma conexão ao sistema de 500 kV através de uma nova subestação na linha de interligação entre as subestações 6 e 11, reconstruída e duplicada para adequação aos fluxos de potência previstos. Compõe também esta alternativa uma nova linha de interligação entre a nova subestação e a subestação 15, além de nova conexão ao sistema de 345 kV através de um transformador defasador conectado à subestação 4 que realiza o controle do fluxo de potência ativa neste ponto.

Com exceção da nova conexão ao sistema de 500 kV e linha de interligação entre a nova subestação e a subestação 15, as demais obras são comuns entre esta alternativa e a alternativa de aplicação do UPFC apresentada.

A seguir são apresentadas as condições simuladas para o sistema no ano de 2024, considerando a alternativa de conexão ao sistema de 500 kV e demais obras associadas.

5.3.1. Alternativa 500 kV: carga média – período de entressafra

As figuras de 59 a 61 apresentam os fluxos de potência ativa nas linhas de interligação com as barras de fronteiras com as fontes do sistema, carregamento percentual em relação à capacidade nominal das linhas que apresentaram indicação de sobrecarga e níveis de tensão nos barramentos das subestações com tensões próximas ao limite mínimo admitido para o sistema sem obras, no patamar de carga média e período de entressafra das usinas a biomassa.

A figura 59 apresenta o fluxo de potência ativa nas linhas de interligação com as barras fontes do sistema.

**Figura 59 – Alternativa 500 kV - fluxo de potência ativa (MW)
Patamar de carga média – período de entressafra**

Fonte: Autor.

Neste cenário de carga média e período de entressafra, a carga da área é atendida através das transformações de fronteira com a Rede Básica, que correspondem às subestações 1, 2, 3 e 4, além das usinas hidrelétricas conectadas nas subestações 3 e 4.

A nova subestação de conexão com o sistema de 500 kV representa uma nova fonte para o sistema, reduzindo o carregamento das linhas de interligação com as demais fontes do sistema, proporcionando também a melhoria do perfil de tensão na região.

A figura 60 mostra para as linhas que apresentaram sobrecarga no sistema sem obras, o máximo carregamento percentual em relação à capacidade nominal, considerando a alternativa de conexão com o sistema de 500 kV.

Figura 60 – Alternativa 500 kV - carregamento das linhas de 138 kV (%)
Patamar de carga média – período de entressafra

Fonte: Autor.

A figura 61 apresenta os valores de tensão em pu nos barramentos de 138 kV que apresentaram indicação de tensão no limite inferior para o sistema sem obras.

**Figura 61 – Alternativa 500 kV - tensão nos barramentos (pu)
Patamar de carga média – período de entressafra**

Fonte: Autor.

5.3.2. Alternativa 500 kV: carga leve – período de safra

As figuras 62 e 63 apresentam os resultados das simulações no patamar de carga leve e período de safra das usinas a biomassa.

A figura 62 apresenta o fluxo de potência ativa nas linhas de interligação com as barras fontes do sistema.

**Figura 62 – Alternativa 500 kV - fluxo de potência ativa (MW)
Patamar de carga leve – período de safra**

Fonte: Autor.

Neste cenário de carga leve e período de safra, a carga da área é atendida por parte da geração da usina hidrelétrica conectada na subestação 4, pela transformação de fronteira com a Rede Básica da subestação 2, além da geração distribuída conectada no sistema de 138 kV.

O transformador defasador realiza a inversão do fluxo de potência ativa do sistema de 138 kV para o sistema de 345 kV.

Observa-se a inversão do fluxo de potência nas transformações de fronteira com a Rede Básica das subestações 1, 3 e nova subestação, em função do excedente de geração no sistema de 138 kV.

A figura 63 apresenta para as linhas que apresentaram sobrecarga no sistema sem obras, o máximo carregamento percentual em relação à capacidade nominal, considerando a alternativa de conexão ao sistema de 500 kV.

Figura 63 – Alternativa 500 kV - carregamento das linhas de 138 kV (%)
Patamar de carga leve – período de safra

Fonte: Autor.

5.4. Comparação de alternativas

A aplicação dos dispositivos FACTS, apesar das vantagens relacionadas ao controle dos principais parâmetros do sistema elétrico e resposta instantânea para mudanças das condições operativas, apresenta restrição associada aos elevados custos destes equipamentos.

A alternativa utilizando o UPFC para controle de fluxo de potência e tensão no sistema de 138 kV obteve efeito similar à alternativa com conexão ao sistema de 500 kV, eliminando as restrições de carregamento das linhas e tensão nos barramentos.

As tabelas 4 e 5 apresentam as estimativas de custos de investimentos para as alternativas de aplicação do UPFC e de conexão do sistema de 500 kV avaliadas.

Para dimensionamento do UPFC, deve-se considerar que a potência ativa dos conversores corresponde à parcela real do produto entre a tensão série e corrente na linha controlada (DIZDAREVIC, 2002).

Considerando a condição de contingência analisada, com fluxo de potência na linha controlada pelo UPFC de 150 MW, e máxima tensão série de 0,4 pu obtida a partir das simulações realizadas, foi definida a potência ativa dos conversores de 11,5 MW e potência reativa de 90 Mvar, resultando na potência aparente mínima de 91 MVA para o UPFC.

Conforme Habur e O'Leary, e considerando um UPFC de 100 MVA, foi estimado o custo de U\$ 164,3/kVar (conforme gráfico da figura 32) para instalação do UPFC, sendo considerado o incremento de 30% que corresponde às taxas e impostos. Para conversão em reais, foi adotado o dólar a R\$ 3,50.

Tabela 4 – Alternativa de aplicação do UPFC - estimativa de custos

Obras Alternativa UPFC	Custo estimado (mil R\$)
Unified Power Flow Controller (UPFC) 100 MVA	74.757
Construção da nova subestação 138 kV entre as linhas 6 e 11 (barra dupla com 5 bays de linha e 1 bay de interligação de barras)	20.500
Reconstrução de 70 km da linha 138 kV entre as subestações 6 e 11 com adequações nas subestações existentes ao longo da linha e terminais	60.000
Construção da linha 138 kV entre a nova subestação e a subestação 9 (100 km de linha em circuito simples condutores 795 MCM)	54.000
Instalação de transformação 345/138 kV + transformador defasador 300 MVA na subestação 4	25.000
Total - Alternativa UPFC	234.257

Tabela 5 – Alternativa de conexão ao sistema de 500 kV - estimativa de custos

Obras Alternativa 500 kV	Custo estimado (mil R\$)
Nova subestação entre as linhas 6 e 11 com instalação de 2 transformadores 500/138 kV - 400 MVA	127.000
Reconstrução de 70 km da linha 138 kV entre as subestações 6 e 11 com adequações nas subestações existentes ao longo da linha e terminais	60.000
Construção da linha 138 kV entre a nova subestação e a subestação 15 (28 km de linha em circuito duplo condutores 477 MCM)	18.000
Instalação de transformação 345/138 kV + transformador defasador 300 MVA na subestação 4	25.000
Total - Alternativa 500 kV	230.000

Considerando somente os custos de investimentos, as alternativas apresentaram valores equivalentes mesmo com o incremento referente a taxas e impostos, além da taxa de câmbio, da alternativa de aplicação do UPFC.

A tabela 6 apresenta as diferenças de perdas técnicas entre a configuração atual do sistema, a alternativa de aplicação do UPFC e a alternativa de conexão ao sistema de 500 kV, considerando os ajustes dos casos descritos anteriormente.

Salienta-se que estes valores são apenas indicativos em função da possibilidade de operação dinâmica do UPFC e variação do fluxo de potência no sistema, alterando também os valores das perdas técnicas.

Tabela 6 – Perdas incrementais das alternativas avaliadas [MW]

	Pesada safra	Pesada entressafra	Média safra	Média entressafra	Leve safra	Leve Entressafra
Caso original	22,8	46,3	23,9	41,7	50,9	menor perda
Alternativa de conexão com 500 kV	1,5	menor perda	2,5	menor perda	menor perda	1,9
Alternativa de aplicação do UPFC	menor perda	26,2	menor perda	21,2	6,9	1,0

Observa-se a variação da alternativa referencial de perdas técnicas (menor perda) de acordo com o patamar de carga e período de safra ou entressafra.

Nestas condições, a alternativa de 500 kV corresponde à alternativa com menores perdas totais.

A alternativa de aplicação do UPFC apresentou perdas inferiores à alternativa de 500 kV nos períodos de carga pesada e média na safra. Nos períodos de carga pesada e média na entressafra, a aplicação do UPFC apresentou perdas superiores à alternativa de 500 kV, devido principalmente às perdas na linha de interligação entre a nova subestação e a subestação 9.

Para determinação dos custos associados às perdas técnicas relativas a cada alternativa, deve ser considerada a duração de horas diária para cada patamar de carga, além do período de meses correspondente ao período de safra e entressafra, durante o horizonte de dez anos. Os valores são então obtidos a valor presente com taxa de retorno de 8% a.a. e custo para a energia de perdas de 193 R\$/MWh, valores do Custo Marginal de Expansão (EPE, 2016).

Com base nas perdas incrementais da tabela 6, a alternativa de aplicação do UPFC teria um custo adicional de perdas de aproximadamente R\$ 59 milhões quando comparado à alternativa de conexão com o sistema de 500 kV, resultando em um custo global (investimentos + perdas) 27% superior.

Porém, a operação dinâmica do UPFC permitiria a redução das perdas através da variação do fluxo de potência de acordo com a carga e geração do sistema a cada instante.

A aplicação do UPFC também apresentaria vantagens relacionadas à flexibilidade operativa, com possibilidade de mudança instantânea dos parâmetros controlados (fluxo de potência e nível de tensão) em casos de contingência, além do controle de demanda nas fronteiras com o sistema de transmissão.

6. CONCLUSÕES

O programa ANAREDE, adotado pelos diversos agentes do setor elétrico brasileiro para estudos de fluxo de potência no Sistema Interligado Nacional, não dispõe de um modelo para o UPFC (equipamento da família FACTS existente no mercado).

Este trabalho discute e compara os modelos que poderiam ser utilizados no ANAREDE para representação do UPFC, apresentando uma formulação viável para implementação através dos modelos de equipamentos existentes no programa do CEPEL, com a combinação de um compensador estático e um transformador defasador. As análises comparativas demonstraram a eficiência da representação apresentada.

É conhecida a dificuldade em se encontrar uma condição prática de utilização do UPFC, em função do elevado custo ainda apresentado por este equipamento.

A partir da formulação dos modelos propostos, o trabalho discute a utilização do UPFC em uma rede real de 138 kV que faz a conexão entre diferentes pontos de fronteira com a Rede Básica e possui uma grande quantidade de usinas a biomassa conectadas, analisando detalhadamente seu comportamento nas várias condições operativas deste sistema. Com base nesta análise pode-se verificar uma condição real para aplicação do UPFC, caso o conjunto de alternativas para expansão do sistema estivesse restrito à rede de 138 kV.

Entretanto, no caso particular da rede estudada, existe a alternativa de uma nova fonte com conexão ao sistema de 500 kV localizada no centro do sistema de 138 kV, qualificando-a como alternativa promissora.

Com a aplicação do UPFC, assim como na alternativa de conexão com o sistema de 500 kV, foram eliminadas as restrições previstas no sistema sem obras, com redução do carregamento das linhas e melhoria do perfil de tensão no sistema.

Também foi verificada a possibilidade de controle de carregamento de linhas em condição de contingência através da mudança instantânea dos parâmetros controlados pelo UPFC. Outro benefício da aplicação do UPFC seria a possibilidade de controle de demanda nas fronteiras com o sistema de transmissão.

A alternativa de aplicação do UPFC apresentou custos de investimentos similares aos da alternativa de conexão com o sistema de 500 kV. Entretanto, nesta aplicação

do UPFC a alternativa apresentou perdas superiores à conexão com o sistema de 500 kV, não considerando a possibilidade de operação dinâmica do UPFC que permitiria reduzir estes valores através do ajuste instantâneo do fluxo de potência de acordo com as condições do sistema.

A análise demonstrou as possibilidades e os benefícios associados à aplicação do UPFC para controle de tensão e fluxo de potência em sistemas com elevada quantidade de geração distribuída conectada que apresentam cenários bastante distintos ao longo do ano, demonstrando que, apesar das diversas alternativas possíveis para expansão do sistema, pode-se elaborar uma solução restrita ao sistema de 138 kV que viabilizaria a utilização do UPFC em um caso prático.

6.1. Trabalhos futuros

Apesar dos inúmeros temas associados ao estudo dos dispositivos FACTS, mais especificamente ao UPFC, abaixo são listadas algumas propostas:

- Análise dinâmica do UPFC.
- Comparação com alternativas utilizando outros equipamentos FACTS, como capacitores série controlados ou não.
- Redirecionamento de fluxo de potência e otimização de perdas.
- Estudo dos controles para atuação do UPFC.
- Alocação ótima de UPFC.

7. REFERÊNCIAS

ACHA, E.; FUERTE-ESQUIVEL, C. **Unified Power Flow Controller: a Critical Comparison of Newton-Raphson UPFC Algorithms in Power Flow Studies**. IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., IEEE, v.144, n.5, p.437-444, 1997.

ACHA, E. *et al.* **FACTS Modelling and Simulation in Power Networks**. England: John Wiley & Sons, LTD, 2004. 403p.

AHMADNIA *et al.* **New Modeling of UPFC for Power Flow Study and Setting Parameters to Increase Voltage Level and Reduce Power Losses**. International Journal of Automation and Power Engineering, Iran, n.1, p.77-82, 2012.

AN, S.; CONDREN, J.; GEDRA, T. W. **An Ideal Transformer UPFC Model, OPF First-Order Sensitivities, and Application to Screening for Optimal UPFC Locations**. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, IEEE, v.22, n.1, p.68-75, 2007.

ANEEL. **Leilão de Transmissão 007/2014. Lote G - Relatório R1**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_transmissao>. Acesso em: 1 jan. 2016.

ARA, A. L.; KAZEMI, A.; NIAKI, S. N. **Modelling of Optimal Unified Power Flow Controller (OUPFC) for optimal steady-state performance of power systems**. Energy Conversion and Management, ECM, v.52, n.2, p.1325-1333, 2011.

ARNEZ, R. L. V.; ZANETTA, L. C. **Unified Power Flow Controller (UPFC): its versatility in handling power flow and interaction with the network**. Transmission and Distribution Conference and Exhibition , Asia Pacific, v.2, n.0, p.1338-1343, 2002.

BABU *et al.* **Power Flow Analysis of a Power System in the presence of Interline Power Flow Controller (IPFC)**. Journal of Engineering and Applied Sciences, Asian Research Publishing Network, v.5, n.10, p.1-4, 2010.

B.H.CHANG *et al.* **COMMISSIONING AND TESTING OF THE KANGJIN UPFC IN KOREA**. CIGRÉ, PARIS, v.B4, n.211, p.-, 2004.

BIAN, J.; J.NELSON, R. **UPFC APPLICATION ON THE AEP SYSTEM: PLANNING CONSIDERATIONS**. IEEE Transactions on Power Systems, IEEE, v.12, n.4, p.1695-1701, 1997.

CHEN *et al.* **An Approach to Embed Power Flow Control Model of UPFC into PSASP Based on User Program Interface Function**. Journal of Computers, JCP, v.9, n.1, p.146-152, 2014.

CIGRÉ TASK FORCE 38.01.08 **Modeling of Power Electronics Equipment (FACTS) in Load Flow and Stability Programs**. France: Cigré, 1999. 105p.

CIGRÉ TASK FORCE 14.27 **Unified Power Flow Controller (UPFC)**. France: Cigré, 2000. 110p.

DIZDAREVIC *et al.* **Converter rating powers of unified power flow controller**. Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, v.1, n.7541136, p.603-309, 2002.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Relatório "**EPE-DEE-RE-124_2012-rev1 (Reavaliação atendimento à região nordeste da CPFL Paulista)_final**", 2010.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Relatório "**No EPE-DEE-RE-010/2016-r0 (Custo Marginal de Expansão)**", 2016.

FUERTE-ESQUIVEL, C.; AMBRIZ-PEREZ, H.; FUERTE-ESQUIVEL, C. **A Comprehensive Newton-Raphson UPFC Model for the Quadratic Power Flow Solution of Practical Power Networks**. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, IEEE, v.15, n.1, p.102-109, 2000.

GYUGYI, L. **Unified power flow control concept for flexible AC transmission systems**. Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C, IEE, v.139, n.4, p.323-331, 1992.

GYUGYI, L. **Dynamic Compensation of AC Transmission Lines by solid-state synchronous voltage sources**. IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE, v.9, n.2, p.904-911, 1994.

GYUGYI, L. *et al.* **The Unified Power Flow Controller: a new approach to power transmission control**. IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE, v.10, n.2, p.1085-1097, 1995.

GYUGYI, L.; K.SEN, K.; SCHAUDER, C. D. **The Interline Power Flow Controller Concept: a new approach to power flow management in transmission systems**. IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE, v.14, n.3, p.1115-1123, 1999.

HINGORANI, N. G.; GYUGYI, L. **Understanding FACTS**. United States of America: IEEE Press, 2000. 432p.

HABUR, K.; O'LEARY, D. **FACTS for cost effective and reliable transmission of electrical energy**. SIEMENS.

HINGORANI, N. G. **Power Electronics in Electric Utilities: Role of Power Electronics in Future Power Systems**. PROCEEDINGS OF THE IEEE, IEEE, v.76, n.4, p.481-482, 1988.

IRAVANI, M.; NABAVI-NEJADI, A. **Steady-State and Dynamic Models of Unified Power Flow Controller (UPFC) for Power System Studies**. IEEE Transactions on Power Systems, IEEE, v.11, n.4, p.1937-1943, 1996.

L'ABBATE *et al.* **Advanced Steady-State Models of UPFC for Power System Studies**. Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, v.1, n.0, p.449-454,

2002.

LIU, J.; MEHTA, P.; SONG, Y. **Power injection modeling and optimal multiplier power flow algorithm for steady-state studies of unified power flow controllers**. Electric Power Systems Research, EPSR, v.52, n.1, p.51-59, 1999.

NOROOZIAN *et al.* **Use of UPFC for Optimal Power Flow Control**. IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE, v.12, n.4, p.1629-1634, 1997.

PADIYAR, K. R. **FACTS CONTROLLERS IN POWER TRANSMISSION AND DISTRIBUTION**. India: NEW AGE INTERNATIONAL PUBLISHERS, 2007. 532p.

PAL, B.; REHTANZ, C.; ZHANG, X. **Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control**. Germany: Springer, 2006. 383p.

PEREIRA, M. **Otimização de Fluxo de Potência em Redes Elétricas com o UPFC**. 2008. 120f. Tese (Doutorado em sistemas de potência) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

PEREIRA, M.; ZANETTA, L. C. **A current based model for load flow studies with UPFC**. IEEE Transactions on Power Systems, IEEE, v.28, n.2, p.677-682, 2013.

SADIKOVIC, R. **Power Flow Control with UPFC, Technical Report**. Power Systems & High Voltage Laboratories (EEH), Zurich, v.0, n.0, p.1-20, 2003.
Disponível em:

http://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/power_flow_control_upfc.pdf

SCHAUDER *et al.* **Operation of the Unified Power Flow Controller (UPFC) under practical constraints**. IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE, v.13, n.2, p.630-639, 1998.

SIEMENS, **CONVERTIBLE STATIC COMPENSATOR (CSC) FOR NEW YORK POWER AUTHORITY**. TECHNICAL REPORT, EPRI, n.1001970, p.-, 2001.

SOOD, Y.; TIWARI, P. **Efficient and optimal approach for location and parameter setting of multiple unified power flow controllers for a deregulated power sector**. IET Generation, Transmission & Distribution, IET, v.6, n.10, p.958-967, 2011.

TOKUNO, S.E.; ZANETTA, L. C. **Análise de modelos do Unified Power Flow Controller (UPFC) para simulação de fluxo de potência**. Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2015, Campina Grande.

TUMAY, M.; VURAL, A. M. **Mathematical modeling and analysis of a unified power flow controller: a comparison of two approaches in power flow studies and effects of UPFC location**. Electrical Power and Energy Systems, EPES, v.29, n.8, p.617-629, 2007.

WATANABE *et al.* **Tecnologia FACTS - Tutorial**. SBA Controle & Automação, Brasil, v.9, n.1, p.39-55, 1998.

8. APÊNDICE – Resultados das simulações

A seguir são apresentados os fluxos de potência ativa, reativa, carregamento percentual em relação à capacidade nominal das linhas e níveis de tensão nos barramentos das subestações, complementares aos dados apresentados no trabalho. Os valores de fluxo de potência correspondem à somatória da potência em todos os circuitos das linhas que interligam as subestações, indicação do sentido do fluxo de potência através das setas. O carregamento percentual apresentado corresponde ao maior carregamento dos circuitos das linhas em relação à sua capacidade nominal e emergência nestas condições.

8.1. Sistema atual

Figura 64 – Fluxo de potência ativa (MW) - carga média – período de entressafra

Fonte: Autor.

Figura 65 – Fluxo de potência reativa (Mvar) - carga média – período de entressafra

Fonte: Autor.

Figura 66 – Carregamento das linhas de 138 kV (%) - carga média – período de entressafra

Fonte: Autor.

Figura 67 – Tensão nos barramentos (pu) - carga média – período de entressafra

Fonte: Autor.

Figura 68 – Fluxo de potência ativa (MW) – carga leve - safra

Fonte: Autor.

Figura 69 – Fluxo de potência reativa (Mvar) - carga leve – período de safra

Figura 70 – Carregamento das linhas de 138 kV (%) - carga leve – período de safra

Figura 71 – Tensão nos barramentos (pu) - carga leve – período de safra

Fonte: Autor.

8.2. Alternativa com UPFC

Figura 72 – Alternativa com UPFC - Fluxo de potência ativa (MW) - carga média – entressafra

Fonte: Autor.

Figura 73 – Alternativa com UPFC - Fluxo de potência reativa (Mvar) - carga média –entressafra

Fonte: Autor.

Figura 74 – Alternativa com UPFC - carregamento das linhas (%) - carga média –entressafra

Fonte: Autor.

Figura 75 – Alternativa com UPFC - tensão nos barramentos (pu) - carga média –entressafra

Fonte: Autor.

Figura 76 – Alternativa com UPFC - fluxo de potência ativa (MW) - carga leve – período de safra

Fonte: Autor.

Figura 81 – Alternativa 500 kV - fluxo de potência reativa (Mvar) - carga média – entressafra

Fonte: Autor.

Figura 82 – Alternativa 500 kV - carregamento das linhas de 138 kV (%) - carga média – entressafra

Fonte: Autor.

Figura 83 – Alternativa 500 kV - tensão nos barramentos (pu) - carga média – entressafra

Fonte: Autor.

Figura 84 – Alternativa 500 kV - fluxo de potência ativa (MW) - carga leve – safra

Fonte: Autor.

Figura 85 – Alternativa 500 kV - fluxo de potência reativa (Mvar) - carga leve – safra

Figura 86 – Alternativa 500 kV - carregamento das linhas de 138 kV (%) - carga leve – safra

Figura 87 – Alternativa 500 kV - tensão nos barramentos (pu) - carga leve – safra

Fonte: Autor.