



COMPARAÇÃO DE DOIS MÉTODOS DE DETECÇÃO DA INSTABILIDADE DE
TENSÃO BASEADOS EM MEDIÇÃO FASORIAL E EQUIVALENTE DE
THÉVENIN

Alan de Paula Faria Ferreira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Rio de Janeiro

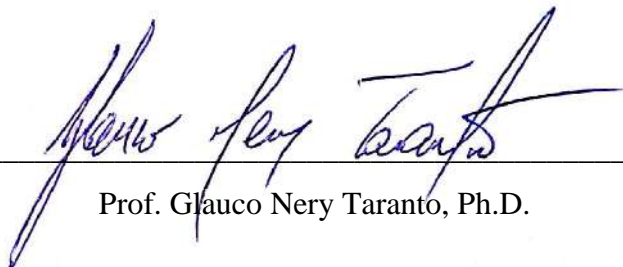
Março de 2017

COMPARAÇÃO DE DOIS MÉTODOS DE DETECÇÃO DA INSTABILIDADE DE TENSÃO BASEADOS EM MEDIÇÃO FASORIAL E EQUIVALENTE DE THÉVENIN

Alan de Paula Faria Ferreira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

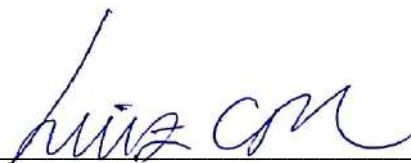
Examinada por:



Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.



Prof.^a Karen Caino de Oliveira Salim, D.Sc.



Prof. Luiz Carlos Pereira da Silva, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2017

Ferreira, Alan de Paula Faria

Comparação de Dois Métodos de Detecção da Instabilidade de Tensão Baseados em Medição Fasorial e Equivalente de Thévenin / Alan de Paula Faria Ferreira – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2017.

XX, 143 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 135–139.

1. Estabilidade de Tensão. 2. Métodos para Monitoramento da Estabilidade de Tensão. 3. Medição Fasorial Sincronizada. 4. Equivalente de Thévenin. 5. PMU. I. Taranto, Glauco Nery. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Ao melhor presente que Deus concedeu à minha vida, minha família: Cláudia, Adilson, Aline, Enzo, Antônio, Maria, e minha futura esposa Ana Rios.

Agradecimentos

Primeiramente à Deus, que mais uma vez separou pessoas incríveis para estar ao meu lado durante a jornada que foi o desenvolvimento deste trabalho. Obrigado Jesus Cristo, pela graça concedida nos momentos mais desafiadores, me dotando de força e perseverança, quando por algumas vezes pensei que não conseguiria mais seguir em frente.

Aos meus pais Adilson Nunes e Cláudia, e meus avós Antônio e Maria por me passarem valores essenciais para enfrentar os desafios da vida: fé em Deus, respeito ao próximo, humildade e perseverança. Com certeza isso fez toda diferença.

À minha noiva e futura esposa Ana Rios, pelo amor, compreensão, paciência e companheirismo durante todo o processo de produção desta dissertação, assim como de toda sua família, principalmente à minha sogra Dona Ana, agradeço pelas orações.

Ao meu orientador Glauco Nery Taranto, pelo privilégio de sua orientação, onde sempre se mostrou disponível para discutir os principais desafios deste trabalho, com paciência e muita sabedoria. Obrigado pela confiança Mestre!

Aos professores do PEE da COPPE/UFRJ, que através de seus ensinamentos forneceram uma capacitação teórica sólida, essencial para o desenvolvimento do presente trabalho. Em especial agradeço a Tatiana de Assis, Djalma Falcão e Karen Salim, com os quais tive o privilégio de trabalhar em um projeto de P&D e aprender muito com os mesmos.

Aos meus companheiros de caminhada do Laboratório de Sistemas de Potência da UFRJ, especialmente David Parrini, Tálita Moura, Aline Zimmermann, Juliana Pardal, João Salvador, Thassiana Costa, Camilo Rosero, Samuel da Silva e Hannah Caldeira, agradeço pelos ótimos momentos vivenciados nos últimos três anos!

Em especial gostaria de agradecer aos meus grandes amigos Leander Rêgo e Oscar Santacruz, que foram grandes companheiros de aula, de trabalhos e de viagens. Vocês são os melhores!

Aos meus amigos e irmãos em Cristo, Bruno Madeira, Creide Jane, Cristina Côrtes e Janderson Carlos. Obrigado pelas orações, elas foram fundamentais!

Aos meus amigos Renata Ribeiro Silva e Yuri Rosenblum da empresas Furnas S.A., pela motivação em realizar este curso de Mestrado. Muito obrigado, valeu muito a pena!

Por fim, gostaria de agradecer ao amigo e “coorientador” Cristiano Carvalho, que através do compartilhamento do seu grande conhecimento sobre o assunto, auxiliou de maneira decisiva para o desenvolvimento desta dissertação.

“Ainda que a minha mente e o meu corpo enfraqueçam, Deus é minha força, Ele é tudo o que sempre preciso”

(Salmos 76:26)

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

COMPARAÇÃO DE DOIS MÉTODOS DE DETECÇÃO DA INSTABILIDADE DE TENSÃO BASEADOS EM MEDIÇÃO FASORIAL E EQUIVALENTE DE THÉVENIN

Alan de Paula Faria Ferreira

Março/2017

Orientador: Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

O presente trabalho realiza a comparação entre dois métodos de monitoramento da estabilidade de tensão em sistemas elétricos: o *Método de Monitoramento Topológico Duong* (MBT-DUONG) e o *Método de Identificação Adaptativa Corsi-Taranto* (MBM-CT). Ambos algoritmos possuem a característica de utilizar medidas fasoriais, provenientes de PMUs, para realização de suas estimações, que se baseiam na determinação dos equivalentes de Thévenin das barras de carga a serem analisadas, comparando os valores obtidos com os valores de impedância destas cargas, a cada novo ponto de operação disponível. Dessa forma, utilizando do Teorema de Máxima Transferência de Potência, a proximidade da instabilidade de tensão será associada ao momento de casamento entre as impedâncias de carga e Thévenin. O desempenho dos mesmos é analisado para diferentes modelagens de carga, atuação de limitadores de sobre-excitação (OELs), atuação de transformadores de tape variável (OLTCs), contingência sistêmica e limitação da geração ativa (alcance dos limites de turbinas). As simulações foram realizadas em dois sistemas: Sistema 3 Barras e Sistema WSCC-9 Barras. A simulação é realizada no domínio do tempo, com o uso da *toolbox* do Matlab© para análise de sistema de potência PSAT.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

COMPARISON BETWEEN TWO VOLTAGE INSTABILITY DETECTION METHODS
BASED ON PHASOR MEASUREMENT AND THÉVENIN'S EQUIVALENT

Alan de Paula Faria Ferreira

March/2017

Advisor: Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

This work carries out the evaluation and comparison of two methods for voltage stability assessment in power systems. They are the *Topological Monitoring Method Duong* (MBT-DUONG) and the *Adaptive Identification Method Corsi-Taranto* (MBM-CT). Both algorithms have a characteristic of using phasor measurements from PMUs to make their estimates, which are based on the determination of the Thevenin equivalents of the load buses to be analyzed, comparing the values obtained with the impedance values of these ones. Thus, using the Maximum Power Transfer Theorem, a proximity of the voltage instability will be associated with the moment of the impedance matching. Their performance is analyzed for different load modeling, actuation of over-excitation limiters (OELs), actuation of on load tap changers (OLTCs), systemic contingency and limitation of active generation (turbine limits). The simulations were performed in two systems: 3-Bus System and WSCC 9-Bus System. The simulation is performed in the time domain, using the power system analysis toolbox PSAT for Matlab©.

Sumário

LISTA DE FIGURAS	xiii
-------------------------------	-------------

LISTA DE TABELAS.....	xix
------------------------------	------------

Capítulo 1 INTRODUÇÃO	1
------------------------------------	----------

1.1 Motivação.....	4
--------------------	---

1.2 Objetivo.....	5
-------------------	---

1.3 Estrutura da Dissertação.....	6
-----------------------------------	---

Capítulo 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	8
---	----------

2.1 Medição Fasorial Sincronizada	8
---	---

2.2 Estabilidade em Sistemas de Potência.....	11
---	----

2.2.1 Estabilidade Angular	13
----------------------------------	----

2.2.2 Estabilidade de Frequência.....	15
---------------------------------------	----

2.2.3 Estabilidade de Tensão.....	16
-----------------------------------	----

2.3 Teorema da Máxima Transferência de Potência	18
---	----

2.4 Modelo de Carga Dependente da Tensão.....	20
---	----

2.5 Indicadores de Estabilidade de Tensão	22
---	----

Capítulo 3 MÉTODOS DE MONITORAMENTO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO QUE UTILIZAM MEDIÇÃO SINCRONIZADA.....	24
---	-----------

3.1 Métodos de Análise da Estabilidade de Tensão	24
--	----

3.1.1 Métodos Baseados em Medições Fasoriais	26
--	----

3.1.2 Métodos Baseados em Topologia e Medições Fasoriais.....	26
---	----

3.2 Algoritmo de Identificação Adaptativa	28
---	----

3.3 Algoritmo de Monitoramento Topológico	34
3.3.1 Impacto do Despacho de Potência Ativa na Impedância Equivalente	40
3.3.2 Correção Proposta por DUONG et al.....	47
Capítulo 4 AVALIAÇÃO E COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS.....	51
4.1 Introdução	51
4.1.1 Avaliação dos Métodos em um Sistema Didático – Sistema 3 Barras.....	53
4.2 Análise da Impedância da Máquina Síncrona na Simulação Dinâmica	54
4.2.1 Sistema Teste - 2 Barras.....	60
4.2.2 Sistema Didático – 3 Barras	75
4.3 Tipos de Carga	83
4.3.1 Caso 1: Carga do Tipo Potência Constante	84
4.3.2 Caso 2: Carga do Tipo Corrente Constante.....	88
4.3.3 Caso 3: Carga do Tipo Impedância Constante	91
4.3.4 Caso 4: Carga P (Icte) e Q (Zcte).....	94
4.4 Sensibilidade para Atuação de OLTCs	96
4.4.1 Caso 5: Análise de Sensibilidade na Atuação de OLTC (Modelo Contínuo), interligado à Carga da Barra #3.....	99
4.5 Sensibilidade para Atuação de OELs	103
4.5.1 Caso 6: Análise de Sensibilidade da Atuação dos OELs dos Geradores G_1 e G_2	103
4.6 Sensibilidade da Limitação dos RVs (Limitação de Potência Ativa).....	108
4.6.1 Caso7: Análise da Sensibilidade da Limitação de Potência Ativa por parte dos Geradores G_1 e G_2	109
4.6.1.1 Sem Aplicação da Correção proposta por DUONG et al:	109

4.6.1.2	Aplicando Correção proposta por DUONG et al:	113
4.7	Sensibilidade de Variação Topológica	115
4.7.1	Caso 8: Análise da Sensibilidade da Realização de Contingência no Sistema Didático	116
4.8	Sistema WSCC 9-Barras – Análise em um Sistema Multi-Máquinas e Multi-Cargas	120
4.8.1	Características do Sistema WSCC – 9 Barras	120
4.8.2	Caso 9: Aumento da Carga da Barra #5, considerando as cargas do Sistema do tipo I_{CTE} , atuação do OEL do Gerador G_2 e alcance de limite de Potência Ativa do Gerador G_3	121
Capítulo 5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	128
5.1	Conclusões	128
5.2	Trabalhos Futuros.....	134
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	135
	ANEXO A.....	140

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.	INDICADORES SOCIAIS PARA DIVERSOS PAÍSES EM FUNÇÃO DO CONSUMO ENERGÉTICO – FONTE: GOLDEMBERG, J. [2]	1
FIGURA 2.	VISÃO GERAL DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL [18].....	9
FIGURA 3.	CLASSIFICAÇÃO DA ESTABILIDADE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA EM CATEGORIAS [21]	12
FIGURA 4.	EXEMPLO GENÉRICO SOBRE INSTABILIDADE DEVIDO À AUSÊNCIA DE (A) TORQUE DE AMORTECIMENTO E DE (B) TORQUE DE SINCRONISMO, RESPECTIVAMENTE	15
FIGURA 5.	BARRA DE CARGA ACOMPANHADA DE SEU EQUIVALENTE DE THÉVENIN	19
FIGURA 6.	EQUIVALENTE DE THÉVENIN DE UMA BARRA DE CARGA DE UM SISTEMA DE ENERGIA	29
FIGURA 7.	DIAGRAMA UNIFILAR DO CASO-EXEMPLO.....	35
FIGURA 8.	DIAGRAMA DE IMPEDÂNCIAS DO CASO-EXEMPLO	36
FIGURA 9.	EQUIVALENTE VISTO DA BARRA #2 COM A CONTABILIZAÇÃO DA IMPEDÂNCIA DA CARGA Z_{L2}	37
FIGURA 10.	ALGORITMO DO MÉTODO BASEADO EM TOPOLOGIA DUONG (MBT-DUONG), CONSIDERANDO QUE OS GERADORES SE COMPORTAM COMO FONTES IDEAIS	39
FIGURA 11.	SISTEMA 3 BARRAS PARA ANÁLISE DO IMPACTO DO DESPACHO DE POTÊNCIA ATIVA NA IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE VISTA DA BARRA #3.....	40
FIGURA 12.	SISTEMA 3 BARRAS – INDICADOR $Z_{CASAMENTO}$ ATRAVÉS DE CPF (GERADORES COMO FONTES IDEAIS)	42
FIGURA 13.	SISTEMA 3 BARRAS – DESPACHO G_2 DE $P_{G2} = 5$ MW.....	43
FIGURA 14.	SISTEMA 3 BARRAS – DESPACHO G_2 DE $P_{G2} = 10$ MW.....	43
FIGURA 15.	SISTEMA 3 BARRAS – DESPACHO G_2 DE $P_{G2} = 20$ MW.....	44
FIGURA 16.	DIAGRAMA DE IMPEDÂNCIAS QUE MOSTRA A MODELAGEM DOS LIMITES DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA DE G_2 , PELAS REATÂNCIAS FICTÍCIAS JX_P E JX_Q	47
FIGURA 17.	MODELAGEM DA POTÊNCIA ATIVA POR UMA REATÂNCIA	48
FIGURA 18.	SISTEMA 3 BARRAS – DESPACHO G_2 DE $P_{G2} = 10$ MW – RESULTADO APÓS APLICAÇÃO DA CORREÇÃO DE SUBSTITUIÇÃO DE CIRCUITOS PARA CONSIDERAR A LIMITAÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA DE G_2	49
FIGURA 19.	DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DIDÁTICO: 3 BARRAS	54
FIGURA 20.	DIAGRAMA DE IMPEDÂNCIAS DO SISTEMA DIDÁTICO: 3 BARRAS – SEM DINÂMICA.....	54
FIGURA 21.	SIMULAÇÃO 3 BARRAS – IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE SEM CONTABILIZAÇÃO DE Z_{GER}	55
FIGURA 22.	DIAGRAMA DE IMPEDÂNCIAS DO SISTEMA DIDÁTICO: 3 BARRAS – COM DINÂMICA	56

FIGURA 23.	COMPONENTE SIMÉTRICA DA CORRENTE DE UMA MÁQUINA SÍNCRONA APÓS UM CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO NA SAÍDA DO GERADOR – FONTE: CHAPMAN, C.S. [36]	58
FIGURA 24.	VALOR EFICAZ DA CORRENTE EM ESCALA LOGARÍTMICA – TAXA DE DECAIMENTO EM CADA PERÍODO DURANTE TRANSITÓRIO – FONTE: CHAPMAN, C.S. [36]	59
FIGURA 25.	DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA 2 BARRAS	60
FIGURA 26.	DIAGRAMA DE IMPEDÂNCIAS DO SISTEMA 2 BARRAS – COM DINÂMICA	60
FIGURA 27.	SIMULAÇÃO 2 BARRAS – IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE CONSIDERANDO $Z_{GER1} = jX_D = j0,146$	61
FIGURA 28.	SIMULAÇÃO 2 BARRAS – IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE CONSIDERANDO $Z_{GER1} = jX_Q = j0,0969$...	61
FIGURA 29.	SIMULAÇÃO 2 BARRAS – IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE CONSIDERANDO $Z_{GER1} = jX'd = j0,0608$..	62
FIGURA 30.	SIMULAÇÃO 2 BARRAS – IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE CONSIDERANDO $Z_{GER1} = jX'q = j0,0969$..	62
FIGURA 31.	MÁQUINA SÍNCRONA REPRESENTADA POR UMA TENSÃO CONSTANTE (E_G) ATRÁS DE UMA IMPEDÂNCIA SÍNCRONA $Z_s = R_A + jX_s$	64
FIGURA 32.	ILUSTRAÇÃO DO PROCESSO DE PERDA DE CONTROLE POR PARTE DO GERADOR SÍNCRONO DEVIDO ATUAÇÃO DO OEL. FONTE: PORDANJANI, I.; WANG, Y.; XU, W. [37].....	64
FIGURA 33.	MODELO DINÂMICO DO REGULADOR DE TENSÃO DO PSAT CONSIDERADO NO SISTEMA DIDÁTICO	66
FIGURA 34.	TENSÃO TERMINAL DE G_1 (MÓDULO) COM ATUAÇÃO DO REGULADOR DE TENSÃO – SISTEMA 2 BARRAS	68
FIGURA 35.	SISTEMA 2 BARRAS – IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE CONSIDERANDO $Z_{GER1} = jX_D = j0,146$. NESSE CASO O RT FOI DESLIGADO	68
FIGURA 36.	TENSÃO TERMINAL DE G_1 (MÓDULO) SEM ATUAÇÃO DO REGULADOR DE TENSÃO – SISTEMA 2 BARRAS	69
FIGURA 37.	CÁLCULO ANALÍTICO DA IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE VISTO DA BARRA #2	70
FIGURA 38.	IMPLEMENTAÇÕES DE PMU PARA UTILIZAR MBM-CT NA ESTIMAÇÃO DA $Z_{EQ\#1}$ EM TEMPO REAL	71
FIGURA 39.	SISTEMA 2 BARRAS – IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE CONSIDERANDO $Z_{GER1} = Z_{EQ\#1}$, CALCULADA VIA MBM-CT	72
FIGURA 40.	SISTEMA 2 BARRAS – IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE $Z_{EQ\#1}$ EM TEMPO REAL, CALCULADA VIA MBM-CT	73
FIGURA 41.	SISTEMA 2 BARRAS – COMPARAÇÃO DE ESTIMAÇÃO VIA MBT-DUONG CONSIDERANDO $Z_{EQ\#1}$ OU NENHUM VALOR PARA A IMPEDÂNCIA DE GERAÇÃO	73
FIGURA 42.	SISTEMA 2 BARRAS – IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE CONSIDERANDO $Z_{EQ\#1}$, CALCULADA VIA MBM-CT (SEM REGULADOR DE TENSÃO).....	74
FIGURA 43.	SISTEMA 2 BARRAS – IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE $Z_{EQ\#1}$ EM TEMPO REAL, CALCULADA VIA MBM-CT (SEM REGULADOR DE TENSÃO).....	74

FIGURA 44.	SISTEMA 2 BARRAS – COMPARAÇÃO DE ESTIMAÇÃO VIA MBT-DUONG CONSIDERANDO $Z_{EQ\#1}$ OU NENHUM VALOR PARA A IMPEDÂNCIA DE GERAÇÃO (SEM REGULADOR DE TENSÃO).....	75
FIGURA 45.	SISTEMA DIDÁTICO – IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE $Z_{MBT-DUONG}$, CONSIDERANDO $Z_{FONTE\#1}$ E $Z_{FONTE\#2}$ CALCULADAS VIA MBM-CT	76
FIGURA 46.	SISTEMA 3 BARRAS – IMPEDÂNCIAS EQUIVALENTES $Z_{FONTE\#1}$ E $Z_{FONTE\#2}$ EM TEMPO REAL, CALCULADAS VIA MBM-CT	76
FIGURA 47.	SISTEMA DIDÁTICO – IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE $Z_{MBT-DUONG}$, CONSIDERANDO $Z_{FONTE\#1}$ E $Z_{FONTE\#2}$ CALCULADAS VIA MBM-CT (PASSO DE INTEGRAÇÃO IGUAL A 0.02S)	77
FIGURA 48.	SISTEMA 3 BARRAS – IMPEDÂNCIAS EQUIVALENTES $Z_{FONTE\#1}$ E $Z_{FONTE\#2}$ EM TEMPO REAL, CALCULADAS VIA MBM-CT (PASSO DE INTEGRAÇÃO IGUAL A 0.02S)	77
FIGURA 49.	SISTEMA DIDÁTICO – IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE $Z_{MBT-DUONG}$, CONSIDERANDO $Z_{FONTE\#1}$ E $Z_{FONTE\#2}$ CALCULADAS VIA MBM-CT (SEM REGULADOR DE TENSÃO E PASSO DE INTEGRAÇÃO DE 20MS)	79
FIGURA 50.	SISTEMA DIDÁTICO – IMPEDÂNCIAS EQUIVALENTES $Z_{FONTE\#1}$ E $Z_{FONTE\#2}$ EM TEMPO REAL, CALCULADAS VIA MBM-CT (SEM REGULADOR DE TENSÃO E PASSO DE INTEGRAÇÃO DE 20MS)	79
FIGURA 51.	SISTEMA DIDÁTICO – RAMPAS DE CARREGAMENTO SUBMETIDAS AOS GERADORES G1 E G2 PARA ANÁLISE DA SENSIBILIDADE DO MBM-CT NO MONITORAMENTO DAS IMPEDÂNCIAS DE GERAÇÃO.....	80
FIGURA 52.	SISTEMA DIDÁTICO – IMPEDÂNCIAS EQUIVALENTES $Z_{FONTE\#1}$ E $Z_{FONTE\#2}$ EM TEMPO REAL, CALCULADAS VIA MBM-CT (SENSIBILIDADE À RAMPAS DE CARGA POSITIVA E NEGATIVA)	81
FIGURA 53.	SISTEMA DIDÁTICO – RAMPAS DE CARREGAMENTO POSITIVA SEGUIDA DE CARREGAMENTO CONSTANTE POR PARTE DOS GERADORES G1 E G2 PARA ANÁLISE DA SENSIBILIDADE DO MBM-CT NA ESTIMAÇÃO	82
FIGURA 54.	SISTEMA DIDÁTICO – IMPEDÂNCIAS EQUIVALENTES $Z_{FONTE\#1}$ E $Z_{FONTE\#2}$ EM TEMPO REAL, CALCULADAS VIA MBM-CT (SENSIBILIDADE A RAMPA DE CARGA POSITIVA SEGUIDA DE CARREGAMENTO FIXO)	82
FIGURA 55.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DO CASAMENTO DA IMPEDÂNCIA DA CARGA, COM OS VALORES ESTIMADOS POR MBT-DUONG E MBM-CT (CARGA P_{CTE}).....	84
FIGURA 56.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DAS MARGENS DE POTÊNCIA ESTIMADAS POR MBT-DUONG E MBM-CT, COM MARGEM DE POTÊNCIA REAL (CARGA P_{CTE})	85
FIGURA 57.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DAS MÁXIMAS POTÊNCIAS ESTIMADAS POR MBT-DUONG E MBM-CT, COM POTÊNCIA APARENTE DA CARGA (CARGA P_{CTE})	87
FIGURA 58.	IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE VISTA DA BARRA #3 PELOS MBM-CT E MBT – À MEDIDA QUE OS CARREGAMENTOS DAS MÁQUINAS VÃO AUMENTANDO, A IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE VAI DIMINUINDO.....	87
FIGURA 59.	VALORES ESTIMADOS DAS IMPEDÂNCIAS DE GERAÇÃO $Z_{FONTE\#1}$ E $Z_{FONTE\#2}$ UTILIZANDO MBM-CT (CARGA P_{CTE})	88
FIGURA 60.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DO CASAMENTO DA IMPEDÂNCIA DA CARGA, COM OS VALORES ESTIMADOS POR MBT-DUONG E MBM-CT (CARGA I_{CTE})	88
FIGURA 61.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DAS MARGENS DE POTÊNCIA ESTIMADAS POR MBT-DUONG E MBM-CT, COM MARGEM DE POTÊNCIA REAL (CARGA I_{CTE})	89
FIGURA 62.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DAS MÁXIMAS POTÊNCIAS ESTIMADAS POR MBT-DUONG E MBM-CT, COM POTÊNCIA APARENTE DA CARGA (CARGA P_{CTE})	90

FIGURA 63.	VALORES ESTIMADOS DAS IMPEDÂNCIAS DE GERAÇÃO $Z_{\text{FONTE}\#1}$ E $Z_{\text{FONTE}\#2}$ UTILIZANDO MBM-CT (CARGA I_{CTE})	90
FIGURA 64.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DO CASAMENTO DA IMPEDÂNCIA DA CARGA, COM OS VALORES ESTIMADOS POR MBT-DUONG E MBM-CT (CARGA Z_{CTE})	91
FIGURA 65.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DAS MARGENS DE POTÊNCIA ESTIMADAS POR MBT-DUONG E MBM-CT, COM MARGEM DE POTÊNCIA REAL (CARGA Z_{CTE})	92
FIGURA 66.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DAS MÁXIMAS POTÊNCIAS ESTIMADAS POR MBT-DUONG E MBM-CT, COM POTÊNCIA APARENTE DA CARGA (CARGA Z_{CTE})	93
FIGURA 67.	VALORES ESTIMADOS DAS IMPEDÂNCIAS DE GERAÇÃO $Z_{\text{FONTE}\#1}$ E $Z_{\text{FONTE}\#2}$ UTILIZANDO MBM-CT (CARGA Z_{CTE})	93
FIGURA 68.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DO CASAMENTO DA IMPEDÂNCIA DA CARGA, COM OS VALORES ESTIMADOS POR MBT-DUONG E MBM-CT (CARGA ZIP)	94
FIGURA 69.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DAS MARGENS DE POTÊNCIA ESTIMADAS POR MBT-DUONG E MBM-CT, COM MARGEM DE POTÊNCIA REAL (CARGA ZIP)	95
FIGURA 70.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DAS MÁXIMAS POTÊNCIAS ESTIMADAS POR MBT-DUONG E MBM-CT, COM POTÊNCIA APARENTE DA CARGA (CARGA ZIP)	95
FIGURA 71.	VALORES ESTIMADOS DAS IMPEDÂNCIAS DE GERAÇÃO $Z_{\text{FONTE}\#1}$ E $Z_{\text{FONTE}\#2}$ UTILIZANDO MBM-CT (CARGA ZIP)	96
FIGURA 72.	NÍVEIS DE TENSÃO DE UM SISTEMA ELÉTRICO CONECTADOS VIA OLTCs	97
FIGURA 73.	SISTEMA DIDÁTICO COM INSERÇÃO DE OLTC	97
FIGURA 74.	MODELO II-EQUIVALENTE DO OLTC CONSIDERADO NO PSAT	98
FIGURA 75.	SISTEMA DIDÁTICO – VARIAÇÃO DO OLTC E TENSÃO NA BARRA DE CARGA CONTROLADA	99
FIGURA 76.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DO CASAMENTO DA IMPEDÂNCIA DA CARGA, COM OS VALORES ESTIMADOS POR MBT-DUONG E MBM-CT (SENSIBILIDADE OLTC)	100
FIGURA 77.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DAS MARGENS DE POTÊNCIA ESTIMADAS POR MBT-DUONG E MBM-CT, COM MARGEM DE POTÊNCIA REAL (SENSIBILIDADE OLTC)	101
FIGURA 78.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DAS MÁXIMAS POTÊNCIAS ESTIMADAS POR MBT-DUONG E MBM-CT, COM POTÊNCIA APARENTE DA CARGA (SENSIBILIDADE OLTC)	102
FIGURA 79.	VALORES ESTIMADOS DAS IMPEDÂNCIAS DE GERAÇÃO $Z_{\text{FONTE}\#1}$ E $Z_{\text{FONTE}\#2}$ UTILIZANDO MBM-CT (SENSIBILIDADE OLTC)	102
FIGURA 80.	MODELO DINÂMICO DO OEL UTILIZADO PELO PSAT	103
FIGURA 81.	CORRENTES DE CAMPO IF_{G1} E IF_{G2} DOS GERADORES G_1 E G_2 RESPECTIVAMENTE – CARGA I_{CTE} COM LIMITES DE CORRENTE DE CORRENTE DE CAMPO ABERTOS	104
FIGURA 82.	CORRENTES DE CAMPO IF_{G1} E IF_{G2} DOS GERADORES G_1 E G_2 RESPECTIVAMENTE. EM DESTAQUE ENCONTRAM-SE OS MOMENTOS EM QUE OS MESMOS ATINGEM SEUS LIMITES ESPECIFICADOS	104
FIGURA 83.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DO CASAMENTO DA IMPEDÂNCIA DA CARGA, COM OS VALORES ESTIMADOS POR MBT-DUONG E MBM-CT (SENSIBILIDADE OEL)	105

FIGURA 84.	SISTEMA DIDÁTICO – DESTAQUE DOS MOMENTOS EM QUE OS OELs DE G_1 E G_2 ATUAM – POR VOLTA DE 242s E 194s, RESPECTIVAMENTE	106
FIGURA 85.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DAS MARGENS DE POTÊNCIA ESTIMADAS POR MBT-DUONG E MBM-CT, COM MARGEM DE POTÊNCIA REAL (SENSIBILIDADE OEL)	106
FIGURA 86.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DAS MÁXIMAS POTÊNCIAS ESTIMADAS POR MBT-DUONG E MBM-CT, COM POTÊNCIA APARENTE DA CARGA (SENSIBILIDADE OEL)	107
FIGURA 87.	VALORES ESTIMADOS DAS IMPEDÂNCIAS DE GERAÇÃO $Z_{\text{FONTE}\#1}$ E $Z_{\text{FONTE}\#2}$ UTILIZANDO MBM-CT (SENSIBILIDADE OEL)	108
FIGURA 88.	POTÊNCIAS DOS GERADORES G_1 E G_2 . SÃO DESTACADOS OS MOMENTOS DE ALCANCE DOS LIMITES	109
FIGURA 89.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DO CASAMENTO DA IMPEDÂNCIA DA CARGA, COM OS VALORES ESTIMADOS POR MBT-DUONG E MBM-CT (SENSIBILIDADE LIMITAÇÃO RVs).....	110
FIGURA 90.	SISTEMA DIDÁTICO – VARIAÇÃO DAS IMPEDÂNCIAS ESTIMADAS EM FUNÇÃO DOS MOMENTOS EM QUE AS TURBINAS DE G_1 E G_2 ATINGEM SEUS RESPECTIVOS LIMITES DE POTÊNCIA	111
FIGURA 91.	VALORES ESTIMADOS DAS IMPEDÂNCIAS DE GERAÇÃO $Z_{\text{FONTE}\#1}$ E $Z_{\text{FONTE}\#2}$ UTILIZANDO MBM-CT (SENSIBILIDADE LIMITAÇÃO RVs).....	111
FIGURA 92.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DAS MARGENS DE POTÊNCIA ESTIMADAS POR MBT-DUONG E MBM-CT, COM MARGEM DE POTÊNCIA REAL (SENSIBILIDADE LIMITAÇÃO RVs).....	112
FIGURA 93.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DAS MÁXIMAS POTÊNCIAS ESTIMADAS POR MBT-DUONG E MBM-CT, COM POTÊNCIA APARENTE DA CARGA (SENSIBILIDADE LIMITAÇÃO RVs)	113
FIGURA 94.	O MOMENTO EM QUE G_1 ALCANÇA SEU VALOR LIMITE TAMBÉM É SENSIBILIDADE PELOS INDICADORES DE MÁXIMA POTÊNCIA ESTIMADA DE AMBOS MÉTODOS	113
FIGURA 95.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DO CASAMENTO DA IMPEDÂNCIA DA CARGA, COM OS VALORES ESTIMADOS POR MBT-DUONG (CORREÇÃO) E MBM-CT (SENSIBILIDADE LIMITAÇÃO RVs).....	114
FIGURA 96.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DAS MARGENS DE POTÊNCIA ESTIMADAS POR MBT-DUONG (CORREÇÃO) E MBM-CT, COM MARGEM DE POTÊNCIA REAL (SENSIBILIDADE LIMITAÇÃO RVs) ..	114
FIGURA 97.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DAS MÁXIMAS POTÊNCIAS ESTIMADAS POR MBT-DUONG (CORREÇÃO) E MBM-CT, COM POTÊNCIA APARENTE DA CARGA (SENSIBILIDADE LIMITAÇÃO RVs)	115
FIGURA 98.	DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DIDÁTICO COM CIRCUITO DUPLICADO ENTRE AS BARRAS #2 E #3	116
FIGURA 99.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DO CASAMENTO DA IMPEDÂNCIA DA CARGA, COM OS VALORES ESTIMADOS POR MBT-DUONG E MBM-CT (SENSIBILIDADE VARIAÇÃO TOPOLÓGICA)	117
FIGURA 100.	SISTEMA DIDÁTICO – VARIAÇÃO DAS IMPEDÂNCIAS ESTIMADAS EM FUNÇÃO DO MOMENTO EM QUE UM DOS CIRCUITOS QUE CONECTAM AS BARRAS #2 E #3 É ABERTO EM 200s.....	118
FIGURA 101.	SISTEMA DIDÁTICO – MONITORAMENTO DAS MÁXIMAS POTÊNCIAS ESTIMADAS POR MBT-DUONG E MBM-CT, COM POTÊNCIA APARENTE DA CARGA (SENSIBILIDADE VARIAÇÃO TOPOLÓGICA).....	119
FIGURA 102.	VALORES ESTIMADOS DAS IMPEDÂNCIAS DE GERAÇÃO $Z_{\text{FONTE}\#1}$ E $Z_{\text{FONTE}\#2}$ UTILIZANDO MBM-CT (SENSIBILIDADE VARIAÇÃO TOPOLÓGICA)	119

FIGURA 103.	DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA WSCC 9-BARRAS.....	120
FIGURA 104.	POTÊNCIAS ELÉTRICA E MECÂNICA DE G_3 . EM 159,5S O GERADOR ATINGE SEU LIMITE DE POTÊNCIA ATIVA	122
FIGURA 105.	POTÊNCIAS DOS GERADORES G_1 E G_2 . SÃO DESTACADOS OS MOMENTOS DE ALCANCE DOS LIMITES	123
FIGURA 106.	CORRENTES DE CAMPO IF_{G1} , IF_{G2} E IF_{G3} DOS GERADORES G_1 , G_2 E G_3 RESPECTIVAMENTE. EM DESTAQUE ENCONTRAM-SE OS MOMENTOS EM QUE G_2 ATINGE SEU LIMITE DE CAMPO E TAMBÉM O MOMENTO QUE A TURBINA DE G_3 ALCANÇA SEU LIMITE DE POTÊNCIA MECÂNICA	123
FIGURA 107.	SISTEMA 9-BARRAS – VARIAÇÃO DO OLTC E TENSÃO NA BARRA DE CARGA CONTROLADA #6	124
FIGURA 108.	SISTEMA 9-BARRAS – MONITORAMENTO DO CASAMENTO DA IMPEDÂNCIA DA CARGA, COM OS VALORES ESTIMADOS POR MBT-DUONG E MBM-CT (SENSIBILIDADE VARIAÇÃO TOPOLÓGICA)	124
FIGURA 109.	SENSIBILIDADE DAS ESTIMAÇÕES DE IMPEDÂNCIA FEITAS POR MBT-DUONG E MBM-CT AOS EVENTOS APLICADOS AO SISTEMA 9-BARRAS	125
FIGURA 110.	SISTEMA 9-BARRAS – MONITORAMENTO DAS MARGENS DE POTÊNCIA ESTIMADAS POR MBT-DUONG E MBM-CT, COM MARGEM DE POTÊNCIA REAL (AUMENTO DA CARGA DA BARRA #5)	126
FIGURA 111.	SISTEMA 9-BARRAS – MONITORAMENTO DAS MÁXIMAS POTÊNCIAS ESTIMADAS POR MBT-DUONG E MBM-CT, COM POTÊNCIA APARENTE DA CARGA (AUMENTO DA CARGA DA BARRA #5)	127
FIGURA 112.	DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA WSCC 9-BARRAS.....	140

LISTA DE TABELAS

TABELA 1.	ALGORITMO DO MÉTODO BASEADO EM MEDIÇÕES CORSI-TARANTO.....	34
TABELA 2.	COMPARAÇÃO ENTRE GERADORES REAIS E FONTES DE TENSÃO IDEAIS.....	40
TABELA 3.	POTÊNCIAS MÁXIMAS DA CARGA L3 COM SUAS RESPECTIVAS IMPEDÂNCIAS EM FUNÇÃO DA VARIÇÃO DO DESPACHO FIXADO PARA G_2	44
TABELA 4.	MBT-DUONG UTILIZANDO VALORES OPERACIONAIS PARA ESTIMAÇÃO – SISTEMA 2 BARRAS	63
TABELA 5.	COMPARAÇÃO DOS ERROS DE ESTIMAÇÃO PELOS MBT-DUONG E MBM-CT (CARGA P_{CTE})	85
TABELA 6.	ERROS QUADRÁTICOS MÉDIOS DAS MARGENS DE CARREGAMENTO – CARGA P_{CTE}	86
TABELA 7.	COMPARAÇÃO DOS ERROS DE ESTIMAÇÃO PELOS MBT-DUONG E MBM-CT (CARGA I_{CTE})	89
TABELA 8.	ERROS QUADRÁTICOS MÉDIOS DAS MARGENS DE CARREGAMENTO – CARGA I_{CTE}	89
TABELA 9.	COMPARAÇÃO DOS ERROS DE ESTIMAÇÃO PELOS MBT-DUONG E MBM-CT (CARGA Z_{CTE})	91
TABELA 10.	ERROS QUADRÁTICOS MÉDIOS DAS MARGENS DE CARREGAMENTO – CARGA Z_{CTE}	92
TABELA 11.	COMPARAÇÃO DOS ERROS DE ESTIMAÇÃO PELOS MBT-DUONG E MBM-CT (CARGA ZIP)	94
TABELA 12.	ERROS QUADRÁTICOS MÉDIOS DAS MARGENS DE CARREGAMENTO – CARGA ZIP	95
TABELA 13.	COMPARAÇÃO DOS ERROS DE ESTIMAÇÃO PELOS MBT-DUONG E MBM-CT (SENSIBILIDADE OLTC)	100
TABELA 14.	ERROS QUADRÁTICOS MÉDIOS DAS MARGENS DE CARREGAMENTO – SENSIBILIDADE OLTC ..	101
TABELA 15.	COMPARAÇÃO DOS ERROS DE ESTIMAÇÃO PELOS MBT-DUONG E MBM-CT (SENSIBILIDADE OEL)	105
TABELA 16.	ERROS QUADRÁTICOS MÉDIOS DAS MARGENS DE CARREGAMENTO – SENSIBILIDADE OEL.....	107
TABELA 17.	COMPARAÇÃO DOS ERROS DE ESTIMAÇÃO PELOS MBT-DUONG E MBM-CT (SENSIBILIDADE LIMITAÇÃO RVS).....	110
TABELA 18.	ERROS QUADRÁTICOS MÉDIOS DAS MARGENS DE CARREGAMENTO – SENSIBILIDADE LIMITAÇÃO RVS	112
TABELA 19.	COMPARAÇÃO DOS ERROS DE ESTIMAÇÃO PELOS MBT-DUONG E MBM-CT (SENSIBILIDADE VARIAÇÃO TOPOLOGICA).....	117
TABELA 20.	SISTEMA 9-BARRAS – AJUSTE DOS DISPOSITIVOS.....	122
TABELA 21.	COMPARAÇÃO DOS ERROS DE ESTIMAÇÃO PELOS MBT-DUONG E MBM-CT (SISTEMA 9-BARRAS)	125
TABELA 22.	DADOS DE BARRA	141
TABELA 23.	DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	141

TABELA 24.	DADOS DOS TRANSFORMADORES	141
TABELA 25.	DADOS DAS MÁQUINAS SÍNCRONAS (MODELO DE ORDEM IV DO PSAT)	142
TABELA 26.	DADOS DOS REGULADORES AUTOMÁTICOS DE TENSÃO (TIPO II DO PSAT).....	142
TABELA 27.	DADOS DOS REGULADORES DE VELOCIDADE (TIPO II DO PSAT).....	142
TABELA 28.	DADOS DOS LIMITADORES DE CORRENTE DE SOBRE-EXCITAÇÃO	143
TABELA 29.	DADOS DOS OLTCs	143

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

A oferta energética como um todo, está fortemente relacionada ao desenvolvimento econômico e social de uma nação, assim como da qualidade de vida de seus cidadãos segundo TOLMASQUIM *et al* [1]. Essa afirmativa reflete que um maior consumo per capita de energia de um país, está relacionado a uma melhor pontuação dos indicadores econômicos e sociais, como fora citado por [1, 2]. Segundo GOLDEMBERG, J. [2], países desenvolvidos possuem consumo de energia comercial per capita acima de 3 Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP) por ano, enquanto que em países com baixo desenvolvimento, possuem, em média, consumos abaixo de 1 TEP per capita. No Brasil, o qual é considerado um país em desenvolvimento, o consumo é por volta de 1,44 TEP per capita, ao ano [3].

Na Figura 1 a seguir, são mostrados alguns indicadores sociais impactados por este consumo *per capita*:

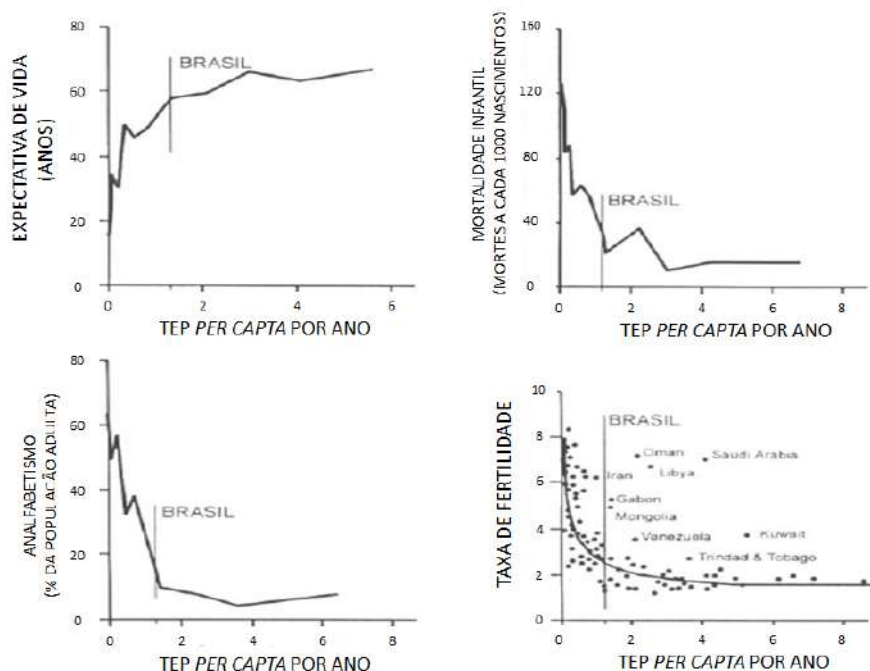


Figura 1. Indicadores sociais para diversos países em função do consumo energético – FONTE: GOLDEMBERG, J. [2]

Dessa maneira, percebe-se que expandir a oferta energética de maneira sustentável, é uma condição intrínseca a ser buscada por um país que anseia por desenvolvimento contínuo nas áreas supracitadas [1]. No entanto, em paralelo à necessidade de expansão da oferta de energia, atualmente deve-se levar em conta os aspectos de eficiência energética [1], assim como as questões ambientais na exploração das fontes primárias, que de acordo com ALVES, L. [4] uma não contabilização das mesmas, por exemplo para a geração de energia elétrica, pode levar a uma alocação inadequada dos recursos existentes. Dessa forma, verifica-se que para a existência de um futuro energético sustentável deve-se buscar o equilíbrio entre os benefícios ambientais, a inclusão social e o desenvolvimento econômico [4].

Dentre as formas de consumo final da energia, ficando atrás somente da utilizada através dos derivados de petróleo, está a energia elétrica [5], que se tornou fundamental para nossas atividades diárias como transporte, alimentação, segurança, conforto, comunicação, produção industrial entre outras aplicações [6]. A conveniência do emprego da energia elétrica vem do fato em que a mesma está apta a ser transformada, de maneira rápida e eficiente, em outros tipos de energia, tais como: luminosa, térmica, mecânica, química e etc. Além disso, também possui a característica de transporte facilitado entre os consumidores finais, quando comparada aos demais tipos de energia [6].

Sobre a expansão da capacidade instalada nacional, pode-se dizer que o Brasil possui ainda o privilégio de contar com fontes de energia primárias de carácter renovável, como: *Energia Hidráulica, Eólica e Solar*, que leva o país a enfrentar o “problema” do “paradoxo da abundância”, que é quando existe uma variedade relativamente grande de soluções para uma problemática. No entanto, essa condição nacional é diferente da vigente em muitos países, principalmente os desenvolvidos, cujas matrizes energéticas possuem grande parcela formada por termelétricas, as quais têm suas emissões monitoradas, uma vez que estão associados a impactos climáticos negativos [7].

Dentre as fontes renováveis supracitadas, pode-se destacar o grande potencial hídrico de empreendimentos do país, principalmente na Região Amazônica, a partir de uma ótica puramente energética. No entanto, do ponto vista socioambiental, expandir a oferta energética utilizando esta fonte vem produzindo algumas variáveis complexas quando se leva em conta os impactos associados. Basicamente, o que ocorre é que as Usinas Hidrelétricas precisam alagar grandes áreas nos locais onde são implementadas, para que sejam economicamente viáveis, o

que gera a contraposição do impacto ambiental sobre a fauna e flora, e do ponto de vista social, pode atingir os habitantes que vivem nessas regiões [7]. Dessa forma o processo de implementação de grandes blocos de geração pode ser muito demorado, até que todas restrições levantadas sejam atendidas, e por isso, atualmente, grandes incentivos tem se dado para expansão de energia via geração eólica, termelétrica a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e solar [8].

Com grande influência das restrições socioambientais, mas também do mercado de energia, passa a existir a grande tendência de os subsistemas terem a necessidade de operar mais próximos dos limites físicos de suas redes, de forma que a crescente demanda seja continuamente atendida [9], uma vez que a ausência de suprimento aos centros consumidores pode desencadear sérias questões econômicos, sociais ou até mesmo políticas.

Na mesma direção da variação do carregamento do sistema, cresce também o impacto de possíveis defeitos que possam ocorrer. Para acompanhar estas tendências, e garantir o fornecimento contínuo de energia, os operadores dos sistemas elétricos de energia, idealmente, devem buscar investir cada vez mais na segurança do mesmo, através da melhoria constante dos sistemas de proteção, monitoramento e controle, de forma a buscar a atender índices operacionais definidos pelas agências reguladoras [10].

Nesse contexto, uma preocupação inerente ao maior carregamento do sistema é a “Instabilidade de Tensão”, que devido a carga ser grande protagonista do fenômeno, é também denominada “Instabilidade da Carga” [11]. Este tipo de instabilidade ocorre basicamente devido a uma limitação do conjunto formado pelos sistemas de Transmissão e Geração, no atendimento a uma carga [11], os quais modificam seus limites em função de variações topológicas e atuação de controles associados aos geradores. Uma consequência que normalmente está relacionada ao fenômeno, mas que não é condição necessária, é a diminuição do perfil de tensão do sistema [12], que promove um impacto negativo aos consumidores, uma vez que pode proporcionar o mau funcionamento de máquinas e equipamentos, ocasionando, inclusive perdas financeiras.

Por isso existe a real necessidade de dispor de ferramentas confiáveis para realizar o monitoramento do fenômeno de instabilidade de tensão, de maneira a dar maior confiabilidade aos operadores no momento de tomada de decisão sobre medidas para mitigar o problema.

Atualmente, devido ao desenvolvimento da tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada, através dos PMUs (*Phasor Measurement Units*) [12], métodos de monitoramento da Instabilidade de Tensão para aplicações em tempo real têm sido desenvolvidos, uma vez que tais medidores possuem a capacidade de obtenção de altas taxas de amostragem, através da utilização do sistema GPS (*Global Position System*), habilitando-os para a referida aplicação.

A base destes métodos leva em conta uma barra de carga do sistema em análise, acompanhado do seu circuito *Equivalente de Thévenin*, o qual pode ser obtido de duas maneiras distintas: somente pelos fasores de tensão e corrente disponibilizados pelos PMUs [12] ou pelo conhecimento topológico da rede, através do sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) [13], adicionado das medidas fasoriais. Uma vez obtido o circuito equivalente de Thévenin desta barra de carga e sua impedância, em tempo real, utilizando do *Teorema da Máxima Transferência de Potência (MTP)*, que será apresentado na seção 2.3, a Estabilidade de Tensão é monitorada.

Diante dos fatos supracitados o presente trabalho desenvolvido analisa dois métodos existentes no âmbito de monitoramento da Estabilidade de Tensão de Sistemas Elétricos, que são: o Método de Identificação Adaptativa (Corsi-Taranto), que é baseado somente em medições fasoriais, e o Método de Monitoramento Topológico (DUONG et al), que utiliza além de medições fasoriais, também informações topológicas para realizar suas estimativas.

1.1 Motivação

Em 2014, DUONG *et al* desenvolveram um método de monitoramento da estabilidade de tensão, baseado na estimativa da máxima transferência de potência, cujo foi indicado para aplicações em tempo real, de acordo com os autores. Em sua implementação, o mesmo utiliza a informação disponibilizada pelo sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), com a finalidade de captar informação sobre a topologia da rede, e além disso medidores de PMU de corrente e tensão nas barras de carga a serem monitoradas, para monitoramento da carga em tempo real.

Em 2015, os autores produziram um segundo trabalho [13], comparando o método desenvolvido no trabalho de 2014, com um algoritmo de credibilidade comprovada no monitoramento da estabilidade de tensão, que é o método Corsi-Taranto [14], o qual teve seu

desempenho aferido levando em conta uma rede real do sistema italiano, onde foi submetido a diversas condições sistêmicas, como: atuação de limitadores de sobre-excitação, atuação de OLTCs, acompanhados do crescimento de carga. Além disso, o método Corsi-Taranto também realizou estimações considerando medidas reais de PMU provenientes do sistema elétrico brasileiro [15].

Como resultado, *DUONG et al* concluiu em [13] que ambos métodos foram capazes de estimar corretamente a MTP, mas que, no entanto, o método baseado em topologia obteve melhor desempenho.

Outro fator de motivação para o trabalho foi a não existência de muitas informações na literatura sobre o novo método, devido principalmente à sua idade, e que nos trabalhos onde o algoritmo foi desenvolvido [16, 13], o desempenho do mesmo não levou em conta eventos sistêmicos além do crescimento da carga.

1.2 Objetivo

Diante das motivações apresentadas, o presente trabalho pretende:

- i) Reproduzir o algoritmo desenvolvido por *DUONG et al*, que será referenciado por Método Baseado em Topologia (MBT-DUONG);
- ii) Analisar o desempenho do novo algoritmo frente a eventos sistêmicos além do crescimento da carga, tais como: atuação de limitadores de sobre-excitação, atuação de OLTCs, variação topológica entre outros;
- iii) Diante das análises de desempenho, compará-lo também ao algoritmo baseado somente em medições fasoriais Corsi-Taranto (MBM-CT), também referenciado como Algoritmo de Identificação Adaptativa.

OBS.: O parâmetro utilizado para a definição dos nomes de referência dos métodos foi a metodologia empregada para o cálculo da Impedância de Thévenin.

Para o desenvolvimento deste trabalho, foi escolhido o programa MATLAB[®]2016a, onde ambos algoritmos foram descritos, além de uma de suas *toolboxes* (extensões) para

análises e simulações de sistemas elétricos de potência, que é o *Power System Analysis Toolbox*, ou somente PSAT, na versão 2.1.10, cujo encontra-se disponível para download em [17].

A grande motivação para a escolha desta ferramenta de análise foi a questão de total acesso aos códigos utilizados pela mesma, uma vez que para implementação do algoritmo proposto por *DUONG et al* se faz necessário o conhecimento da matriz de Admitância Nodal da Rede (Y_{BARRA}), o que nem sempre é disponibilizado pelos programas de análise de sistemas de potência. Outra motivação totalmente relevante, foi a questão da importação das informações necessárias para “alimentar” os algoritmos, pois como se trata de um programa desenvolvido no próprio ambiente MATLAB[®], a comunicação entre as análises realizadas e os algoritmos se deu de maneira bem direta e rápida.

Dessa maneira, ao final do trabalho, pretende-se verificar qual dos métodos se mostrou mais adequado para aplicação em tempo real, e se o fato do Algoritmo de Identificação Adaptativa utilizar somente medições fasoriais para estimação, faz com que o método baseado na topologia tenha melhor desempenho.

1.3 Estrutura da Dissertação

O presente trabalho foi estruturado em cinco capítulos, acompanhados das seções “Referências Bibliográficas” e “Apêndice”. Buscou-se que os capítulos ficassem bem definidos, de forma que tratassem efetivamente de assuntos de interesse distintos do trabalho. Os mesmos serão brevemente descritos a seguir:

No **Capítulo 1**, foi feita uma descrição do contexto dos sistemas elétricos atuais e a importância da busca pelo aperfeiçoamento dos métodos que monitoram os principais problemas responsáveis pela interrupção de fornecimento de energia para os centros consumidores, cuja Instabilidade de Tensão está entre estes. Também foram descritas as motivações e objetivos do presente trabalho.

No **Capítulo 2**, foi realizada uma breve fundamentação teórica dos principais conteúdos abordados ao longo do trabalho, principalmente dos fundamentos utilizados por ambos os métodos para o monitoramento da Instabilidade de Tensão, que são o *Teorema de Thévenin* e o *Teorema da Máxima Transferência de Potência* para o contexto dos Sistemas de Energia.

No **Capítulo 3**, foi tratado do assunto específico sobre os *Métodos de Monitoramento da Estabilidade de tensão que Utilizam Medições Fasoriais*. Nesse contexto, foi feita uma breve revisão bibliográfica sobre o assunto, e também, a descrição em detalhes dos métodos implementados no trabalho: *Método de Identificação Adaptativa* [14] e o *Método Baseado na Topologia* [16].

Uma vez definidos os métodos a serem implementados, no **Capítulo 4** foram feitas as simulações referentes aos mesmos, para os casos: “Sistema Didático” e “Sistema WSCC 9-Barras”.

No **Capítulo 5**, são apresentadas as conclusões das análises realizadas, assim como possíveis trabalhos futuros a partir deste.

Finalmente, no **ANEXO A**, é realizada descrição dos dados dinâmicos do Sistema WSCC 9-Barras, que um dos sistemas analisados ao longo do trabalho.

Capítulo 2

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção, a grande preocupação será abordar de maneira sucinta o embasamento teórico para compreensão dos métodos de análise da estabilidade de tensão centrais do trabalho, assim como dos contextos analisados nas simulações realizadas.

Dessa forma, inicialmente será feita uma revisão dos conceitos relacionados às **medições fasoriais sincronizadas**, através dos PMUs, uma vez que os mesmos carregam informações essenciais para as estimações realizadas pelos algoritmos. Após isso, será feita uma revisão dos principais conceitos relacionados à **estabilidade em sistemas de potência**, e de que maneira a tensão faz parte da família de variáveis que podem se instabilizar num sistema.

Compreendido de que maneira a instabilidade de tensão se desenvolve, será de interesse o entendimento dos conhecimentos básicos associados à previsão do problema através dos métodos analisados no trabalho. Dessa maneira será feita uma revisão dos conceitos principais relacionados ao **Teorema de Thévenin** e ao **Teorema de Máxima Transferência de Potência**. Por fim, serão descritos a **Modelagem de Carga** a ser considerada no PSAT, e os **Indicadores de Instabilidade de Tensão** utilizados com a finalidade de analisar o desempenho de cada algoritmo.

2.1 Medição Fasorial Sincronizada

O **Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS)** é um sistema de medição de grandezas elétricas, correntes e tensões, através do qual são obtidas as magnitudes e ângulos destas variáveis em tempo real, diferente do que ocorre nos sistemas de medição convencionais, formados por voltímetros e amperímetros, que disponibilizam somente as magnitudes destas grandezas. Esse sistema tem como característica marcante a alta taxa de atualização, que

atualmente se encontra na faixa de 8 ms a 30 ms [10], uma vez que utilizam tecnologias associadas ao sistema de *GPS (Global Positioning System)*. O que acontece é que as medições são realizadas em locais geograficamente estratégicos de um sistema elétrico, e a partir da escolha de uma localização de referência (medição na barra de referência) as defasagens angulares são associadas às medições nas demais localidades.

O sistema de medição basicamente é formado pelas “Unidades de Medição Fasorial”, globalmente conhecidas como **PMUs (Phasor Measurement Units)**; pelo “Concentrador de Dados Fasoriais”, referenciado por **DPC (Phasor Data Concentrator)**; e pelos “Canais de Comunicação”, que permitem que as medições realizadas pelos PMUs cheguem ao DPC. Na Figura 2 é disponibilizada uma visão geral do SMFS.

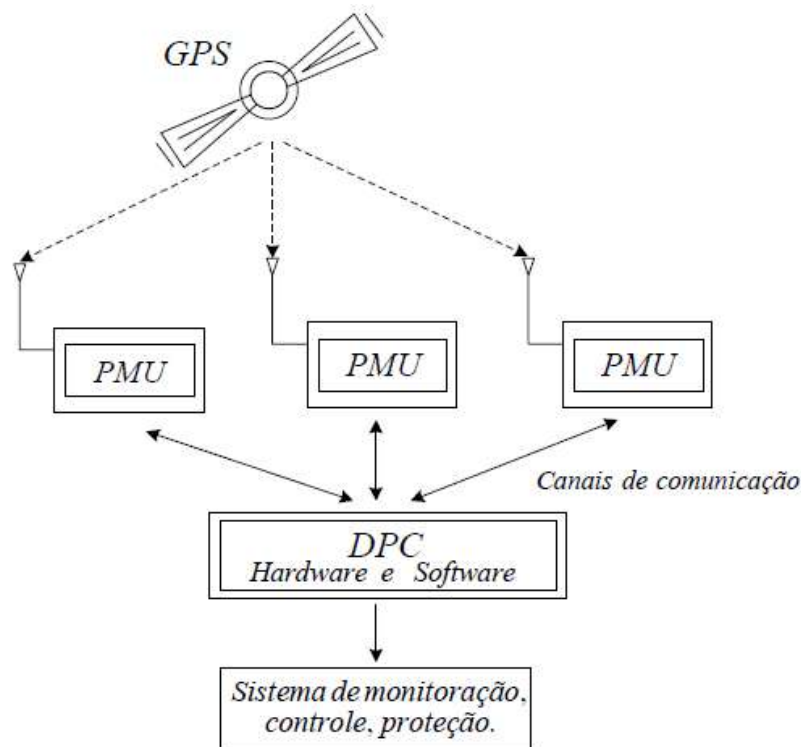


Figura 2. Visão geral de um sistema de medição fasorial [18]

Os PMUs realizam o papel de medir as grandezas. Eles recebem os sinais analógicos dos transformadores de instrumento, localizados nos pontos elétricos de interesse, e realizam a conversão analógico/digital da informação da medição, módulo e ângulo dos fasores, de acordo com os pulsos de sincronização recebidos pelo sistema de GPS [10]. Os PMUs associados realizam medições em sincronismo, ou seja, ambos recebem simultaneamente os pulsos

fornecidos pelo sistema de GPS. Os fasores medidos por um grupo associado de PMUs, são denominados “Sincrofasores”.

O PDC é responsável por receber as medidas fasoriais dos PMUs associados, filtrar possíveis ruídos decorrentes da transmissão da informação e armazená-las como dados, de maneira que os mesmos possam ser utilizados em aplicações de tempo real pela operação do sistema elétrico, auxiliando-os nas tomadas de decisão, ou até mesmo como ferramenta *off-line*, analisando perturbações no sistema.

Para comunicação entre o PMU e o PDC, normalmente a internet e/ou rede corporativa da empresa é utilizada para transmissão de dados.

O papel das medições fasoriais para o trabalho de interesse é fundamental, uma vez que elas “alimentarão” os métodos de monitoramento da estabilidade de tensão propostos.

Sobre a medição fasorial no Brasil, existe o projeto MedFasee, uma iniciativa do Laboratório de Planejamento de Engenharia Elétrica (LabPlan) da Universidade Federal de Santa Catarina, com objetivo de realizar estudos a partir de dados reais provenientes de medição fasorial sincronizada [19]. Para isso, o projeto conta com os protótipos de SMFS:

- **MedFasee BT:** Instalado em redes de baixa tensão, que conta atualmente 22 unidades de medição alocadas em universidades parceira nacionais [20], próximas a grandes centros de carga. Nesse caso existem PMUs de tensão instalados nas unidades, a partir dos quais foi possível realizar diversas análises do sistema elétrico brasileiro [19];
- **MedFasee Eletrosul:** Através de um Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) com a Eletrosul, foi feita implementação de um SMFS no sistema de transmissão em 525 kV da empresa, que permitiu explorar outras grandezas elétricas, como: corrente e fluxo de potência. Além disso foi possível verificar a influência do nível de tensão sobre os canais de instrumentação das medidas fasoriais, e projetar metodologias para cálculo dos parâmetros dos sistemas de transmissão e determinar a localizações de falta nos mesmos [19].
- **MedFasee CTEEP:** Analogamente ao protótipo MedFasee Eletrosul, se trata de um SMFS instalado na alta tensão, no caso no sistema de transmissão de 440 kV da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP). Uma grande

contribuição deste projeto foi o desenvolvimento do *Monitor de Dados Fasoriais* (MDF), que permite o monitoramento das medições fasoriais em tempo real, que permite uma verificação dinâmica do sistema [19].

2.2 Estabilidade em Sistemas de Potência

A definição mais atual sobre o fenômeno da Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência pode ser encontrada em [21], como:

“Habilidade do sistema de, a partir de uma condição de operação inicial, retornar a uma situação de equilíbrio após ter sofrido um distúrbio, de forma que praticamente todo o sistema permaneça intacto.”

Esta definição nasceu de uma força-tarefa entre CIGRÉ e IEEE, que são organizações de referência no que concerne a estudos em engenharia elétrica, cujas principais motivações para a união de esforços foram a necessidade vigente na época de uma melhor definição sobre o fenômeno e as maneiras possíveis de desencadeamento; a promoção de mecanismos sistemáticos para a classificação em diferentes categorias e a definição de quais categorias; e ainda, iniciar uma discussão sobre os impactos da estabilidade na segurança e confiabilidade dos sistemas de energia. O que ocorria é que o CIGRÉ, de grande influência no continente europeu, e o IEEE, com influência principal na América do Norte, possuíam, a priori, classificações e nomenclaturas diferentes para os mesmos fenômenos relacionados à estabilidade, assim com definições pouco precisas [21]. Essa falta de uniformidade causava grandes confusões no momento da realização dos estudos.

De acordo com [21], embora a estabilidade sistêmica seja um problema essencialmente único, o mesmo efetivamente não pode ser tratado desta maneira, uma vez que existem diferentes formas da instabilidade ocorrer, e devido à diferentes fatores. Com isso, para uma melhor descrição do fenômeno, a estabilidade é discriminada em diferentes categorias [22], cujas bases para as classificações são:

- **Natureza física do problema**, ou seja, qual grandeza promove a instabilidade do sistema, ou qual grandeza se instabiliza.

- **Tamanho do Distúrbio:** Grande variação estrutural em um curto período de tempo, tais como curtos-circuitos e perda intempestiva de elementos sistêmicos (trancos de transmissão, grandes unidades geradoras, grandes centros de carga e etc); ou pequenas perturbações, tais como variações incrementais de cargas.
- **Escala de tempo a ser considerada na análise:** está relacionada aos dispositivos e processos que possuem dinâmicas dentro da faixa temporal de interesse.

Na Figura 3 são encontradas as categorias e subcategorias relacionadas à estabilidade que melhor refletem os fenômenos atrelados aos sistemas de energia [21]:

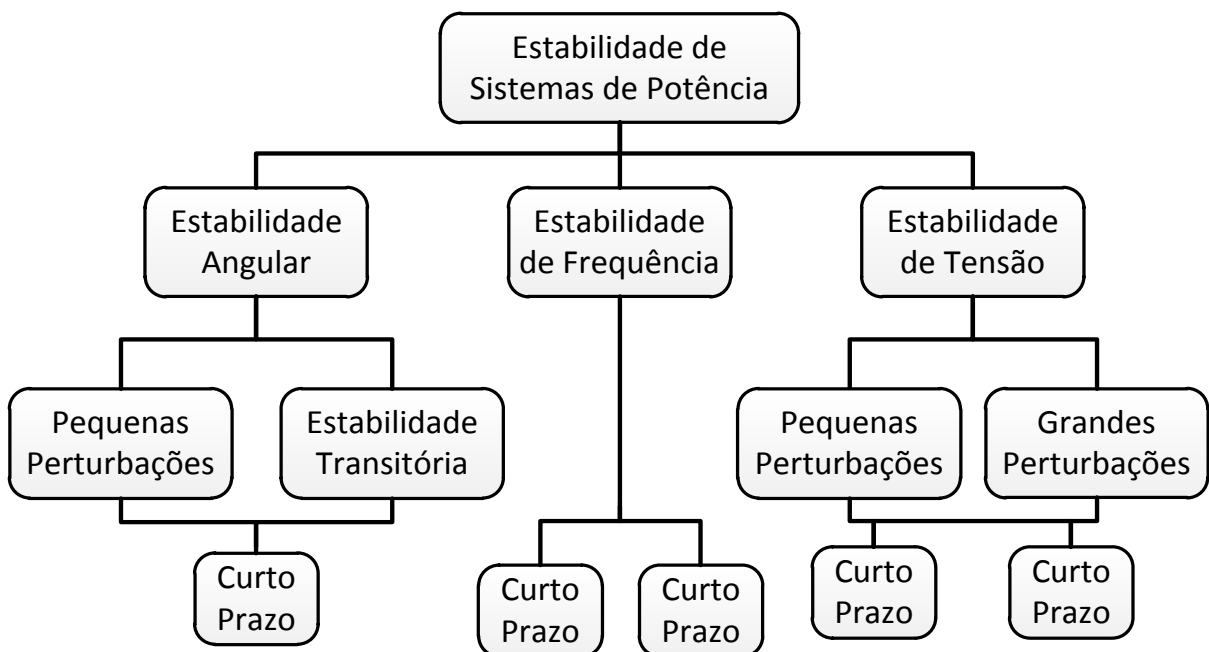


Figura 3. Classificação da Estabilidade em Sistemas de Potência em Categorias [21]

Analisando a Figura 3, percebe-se que essencialmente a estabilidade é classificada em função de três grandezas sistêmicas chave, que são os **ângulos das máquinas síncronas**, a **frequência** e a **tensão** de um subsistema, os quais subdividem o problema em três classes de estabilidade: *Estabilidade Angular*, *Estabilidade de Frequência* e *Estabilidade de Tensão*, respectivamente. Dentro de cada uma dessas, exceto aquela relacionada à frequência, existe uma influência do tamanho da perturbação sobre o subsistema, promovendo as subcategorias de *Grandes* e *Pequenas Perturbações*, e por fim as subclassificações sobre o tempo necessário para o desencadeamento da instabilidade, que pode ser de *Curto Prazo*, com duração de segundos, ou de *Longo Prazo*, com a duração de alguns para muitos minutos.

A seguir então, as classes de estabilidade serão resumidamente descritas: *Estabilidade Angular, Estabilidade de Frequência e Estabilidade de Tensão*.

2.2.1 *Estabilidade Angular*

A Estabilidade Angular está associada à habilidade de manutenção do sincronismo entre as máquinas síncronas de um sistema de potência interligado, após o mesmo estar sujeito à uma perturbação [21]. Como essa habilidade está relacionada à manutenção (restauração) do equilíbrio entre os torques eletromagnético e mecânico dos geradores síncronos, então muitas vezes esta é também denominada *Estabilidade Eletromecânica*. Como visualizado na Figura 3, esta classe de estabilidade possui duas divisões que se diferenciam de acordo com o tamanho da perturbação: *Estabilidade Transitória e Estabilidade de Pequenas Perturbações*

- **Estabilidade Transitória:** Está relacionada à sobrevivência do sistema à severas mudanças estruturais, como curtos-circuitos, variações de grandes blocos de carga e geração, perda intempestiva de linhas de transmissão e etc. Normalmente nestes tipos de evento ocorrem grandes excursões dos ângulos dos geradores e a característica “Potência x Ângulo” se relaciona de maneira não-linear.
- **Estabilidade a Pequenas Perturbações:** É a capacidade de manter o sincronismo entre as máquinas síncronas, quando o sistema é exposto à pequenas perturbações. Nesse contexto, uma perturbação poderá ser considerada “pequena”, quando o resultado do impacto dessas sobre o mesmo puder ser descrito, com grande representatividade, através de equações linearizadas do sistema, ou seja, quando a característica “Potência x Ângulo” se relaciona de maneira linear.

De uma maneira geral pode-se dizer que os estudos da Estabilidade Angular possuem os seguintes objetivos:

- i) Avaliar a dinâmica eletromecânica do Sistema Elétrico frente a perturbações, a partir da manutenção do sincronismo dos geradores;
- ii) Para que isso seja possível, os ângulos internos dos geradores síncronos são monitorados;
- iii) Diante disso então, buscar um conjunto de medidas para mitigar os problemas;

Como supracitado, a estabilidade está relacionada com o equilíbrio entre os torques mecânico e eletromagnético nas máquinas síncronas após uma perturbação. Sobre o torque eletromagnético, segundo a literatura [22, 21], o mesmo pode ser descrito em duas componentes:

- **Torque Sincronizante:** em fase com os desvios angulares do rotor, ou seja, associado à capacidade do rotor em se opor à direção da variação mecânica promovida pela perturbação, promovendo, portanto, um movimento oscilatório do mesmo.
- **Torque de Amortecimento:** em fase com a variação de velocidade, dessa forma conseguindo frear/acelerar o rotor de maneira que o movimento oscilatório do mesmo desapareça o mais rapidamente possível, levando a máquina à um ponto de operação estável.

Diante das definições supracitadas, pode-se associar a Instabilidade Angular de um sistema aos seguintes fatos:

- i) **Falta de Torque Sincronizante**, promovendo um crescimento não oscilatório do ângulo do rotor, uma vez que o torque eletromagnético não consegue “vencer” o torque mecânico sobre o rotor, mas, no entanto, consegue amortecer as oscilações devido ao torque de amortecimento.
- ii) **Falta de Torque de Amortecimento**, promovendo um crescimento oscilatório do ângulo do rotor, uma vez que o mesmo tem “força” para se opor ao torque mecânico, porém não existe uma “força” de resistência para frear a máquina.

Na Figura 4 são verificadas as ocasiões de Instabilidade Angular definidas anteriormente:

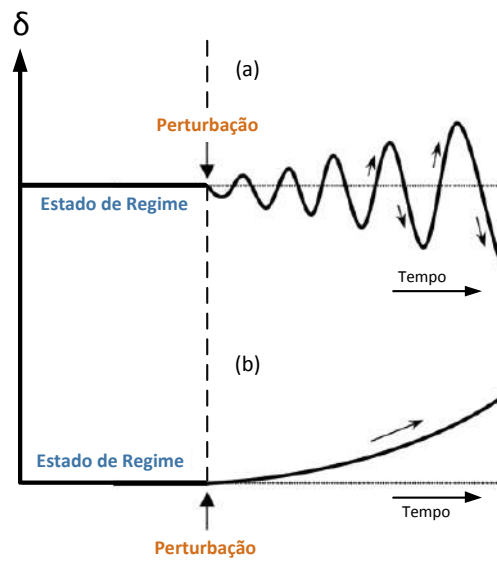


Figura 4. Exemplo genérico sobre Instabilidade devido à ausência de (a) torque de amortecimento e de (b) torque de sincronismo, respectivamente

2.2.2 Estabilidade de Frequência

A Estabilidade de Frequência está relacionada com a habilidade de um sistema de potência em alcançar (atingir) uma frequência de operação estável, após o mesmo ter sido sujeito à uma grande perturbação que teve como resultado um desequilíbrio relativamente grande entre carga e geração. Dessa forma, esta classe de estabilidade está relacionada com a capacidade de um sistema conseguir restaurar o equilíbrio entre carga e geração, cortando o mínimo de cargas possíveis [21].

Quando o equilíbrio supracitado não é alcançado, e a Instabilidade ocorre, a mesma se desenvolve através da oscilação sustentada na frequência do subsistema, o que normalmente resulta na atuação da proteção de geradores e/ou cargas, desconectando estes elementos do sistema [21].

Um contexto comum, que promove preocupação sobre a Estabilidade de Frequência, é quando ilhas (subsistemas) são produzidas dentro de um sistema original após a ocorrência de grandes perturbações, uma vez que a potencialidade de desequilíbrios entre carga e geração aumenta. Não existindo uma previsão para sobrevivência destas ilhas, através de esquemas de corte de carga e/ou geração, a instabilidade, então, pode ser instaurada.

2.2.3 Estabilidade de Tensão

Por fim, a terceira e última classe que será descrita é a *Estabilidade de Tensão*, protagonista deste trabalho, que tem o intuito de comparar dois métodos empregados no monitoramento do fenômeno: *Método de Identificação Adaptativa* (Corsi-Taranto) e o *Método de Monitoramento Topológico* (DUONG *et al*).

A Estabilidade de Tensão de um sistema de potência, pode ser descrita como:

“A capacidade do mesmo de manter um perfil de tensão estável em suas barras, após ser submetido à uma perturbação. O êxito para esta “sobrevivência” irá depender de sua habilidade em conseguir equilibrar a demanda da carga com o suprimento da carga” [21].

Na definição acima, percebe-se que o equilíbrio para obtenção da estabilidade após uma perturbação se refere ao equilíbrio da carga com seu “suprimento”, o que difere da estabilidade de frequência previamente descrita, que fala do equilíbrio “carga-geração”. Essa distinção entre os termos se dá, uma vez que o termo “suprimento” relacionado à estabilidade de tensão não está associado somente com o sistema de geração, mas sim também ao sistema de transmissão (em maior proporção, na maioria das vezes). Ou seja, a instabilidade de tensão está relacionada à uma limitação do conjunto [Transmissão + Geração] no atendimento à carga, que é a principal responsável pela ocorrência do fenômeno [11]. Com isso, a seguinte definição alternativa para o fenômeno é dada por VAN CUTSEM, T., VOURNAS, C.:

“A Instabilidade de Tensão de um sistema de potência decorre da tentativa da carga de demandar uma potência maior do que a disponibilizada pela combinação dos sistemas de geração e transmissão” [11]

Quando a instabilidade de tensão é instaurada, a barra sujeita às restrições citadas, e as barras adjacentes, experimentam uma progressiva queda dos valores de suas tensões. No entanto, embora a diminuição dos níveis de tensão seja o mais esperado do fenômeno, KUNDUR *et al* citam que existe também a possibilidade de a instabilidade de tensão estar relacionada a um crescimento progressivo e desenfreado da tensão.

O termo “Colapso de Tensão” é corriqueiramente utilizado no âmbito da instabilidade de tensão, o qual é devido quando ações sistêmicas pós ocorrência da instabilidade de tensão

promovem um *blackout* ou acarretam níveis baixos de tensão (não-operacionais), em uma parte significativa do sistema elétrico [21]. Entretanto, o “Colapso de Tensão” nem sempre é o desfecho final de uma instabilidade de tensão [11], a qual pode limitar a deterioração das tensões à apenas um subsistema.

Analogamente ao que ocorre para a estabilidade angular, se torna relevante também relacionar a estabilidade de tensão de acordo com a intensidade do distúrbio sistêmico recebido em: ***Grandes e Pequenas Perturbações***, como descrito na Figura 3.

No caso das ***Grandes Perturbações***, a instabilidade acontece devido à grandes mudanças estruturais no sistema, tais como: curtos-circuitos, perdas de geração, ou contingências de linhas de transmissão [21]. Nesse caso, a retomada do sistema irá depender da característica da carga, e também da interação dos controles contínuos e discretos (reguladores de tensão, limitadores de sobre-excitação, transformadores de tape variável sob carga (OLTCs) e etc) [21, 12]. Como as variáveis do sistema sofrem grandes excursões devido aos eventos supracitados, a investigação irá requerer ferramentas de análise sistêmica não lineares, que possibilitem considerar a dinâmica de equipamentos como motores de indução, OLTCs e reguladores de tensão das máquinas síncronas, incluindo seus OELs. Perturbações deste porte podem desenvolver uma instabilidade em alguns segundos (Estabilidade de Curto Prazo), ou levar até dezenas de minutos (Estabilidade de Longo Prazo) [21].

Quando ***Pequenas Perturbações*** ocorrem em um sistema de potência, como é o caso da variação incremental de suas cargas. Esta forma de estabilidade tem influência do tipo de carga considerada, e também da atuação de controles contínuos e discretos, como os reguladores de tensão e OLTCs, respectivamente. É um tipo de análise que permite verificar o comportamento do perfil de tensão do sistema, frente a pequenas mudanças. Neste contexto, a estabilidade pode ser feita através de ferramentas de análise linear do sistema, complementada por ferramentas de análise não linear para levar em conta os efeitos não lineares de limitadores, bandas mortas dos dispositivos sistêmicos [21].

As últimas duas ramificações para a estabilidade de tensão, vide Figura 3, estão relacionadas ao tempo de desenvolvimento da instabilidade dada a ocorrência de uma perturbação (grande ou pequena), que são as ***Estabilidade de Curto Prazo*** e a ***Estabilidade de longo Prazo***

A *Estabilidade de Curto Prazo* envolve cargas com dinâmicas rápidas, com constantes de tempo pequenas, tais como motores de indução, cargas controladas eletronicamente e conversores de HVDC, ou seja, está basicamente relacionada à dinâmicas elétricas e não eletromecânicas. O período de análise de interesse está na ordem de alguns segundos

Já a *Estabilidade de Longo Prazo*, envolve dinâmicas lentas dos sistemas de transmissão, geração e carga, como: atuação de OLTCs, crescimento de carga e atuação de limitadores associados às máquinas síncronas (armadura e campo). Nesse tipo de instabilidade a janela temporal de interesse pode ir de alguns a muitos minutos, por isso, para que o comportamento dinâmico do sistema seja analisado, um período longo de simulação é necessário. De acordo com [21], a perda de equipamentos pós distúrbio influencia mais a estabilidade do que a perturbação inicial propriamente dita. Dessa forma, a instabilidade pode ocorrer:

- i) Devido à perda de equilíbrio de longo prazo, quando a carga tenta reestabelecer sua potência, através do reestabelecimento das tensões que foram degradadas, demandando dessa forma, valores acima do limite da capacidade do conjunto [Transmissão + Geração]. A tentativa de reestabelecimento normalmente é feita por OLTCs e pelos geradores síncronos.
- ii) Aumento de carga sustentado, como por exemplo, da migração existente entre os períodos da manhã e da tarde de uma curva de carga diária do sistema.

Nos casos considerados neste trabalho, se analisará a “Estabilidade de Tensão de Longo prazo, devido à Pequenas Perturbações”, dado por um incremento de carga sustentável.

2.3 Teorema da Máxima Transferência de Potência

Como definido na seção 2.2.3, a instabilidade de tensão resulta da tentativa da carga em drenar uma potência maior do que a que pode ser entregue pelo conjunto formado pelos sistemas Geração e Transmissão. A partir desta definição, percebe-se que existe então uma relação entre a estabilidade de tensão e a máxima potência transferível para uma carga [11].

Com base em um teorema derivado da **Teoria de Circuitos**, denominado “Teorema da Máxima Transferência de Potência”, esta seção irá descrever de que maneira a relação citada acima ocorre.

Para isso, será considerada uma barra de carga do sistema acompanhada de seu equivalente de Thévenin, que de uma maneira bem direta, descreve todo sistema conectado à barra de interesse, a partir de uma fonte de tensão em série com uma impedância, os quais são denominados “Tensão de Thévenin” e “Impedância de Thévenin”, respectivamente. A Figura 5 a seguir, descreve o equivalente de Thévenin visto de uma barra de carga de tensão V_L :

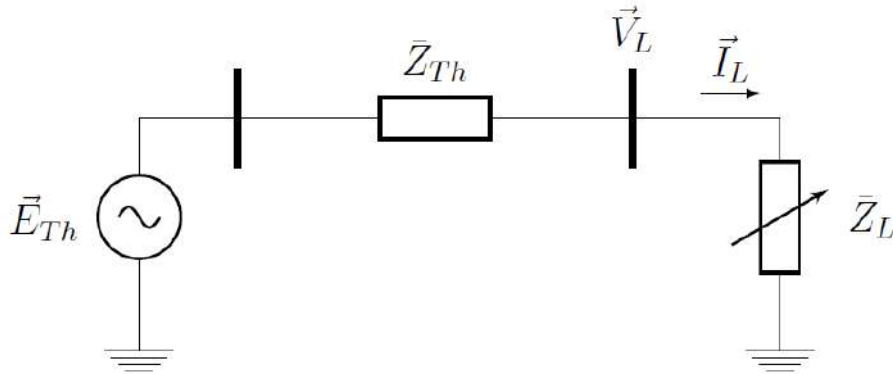


Figura 5. Barra de carga acompanhada de seu Equivalente de Thévenin

Onde:

$$\bar{Z}_L = R_L + jX_L = |\bar{Z}_L| \cos \theta + j|\bar{Z}_L| \sin \theta$$

$$\bar{Z}_{TH} = R_{TH} + jX_{TH}$$

Considerando que o fator de potência da carga ($\cos \phi$) pode ser especificado, a impedância da carga pode ser escrita da seguinte forma:

$$\bar{Z}_L = R_L + jR_L \tan \phi \tag{1}$$

A partir da equação (1), a potência ativa consumida pela carga pode ser descrita da seguinte maneira:

$$P_L = R_L I_L^2 = \frac{R_L E^2}{(R_{TH} + R_L)^2 + (X_{TH} + R_L \tan \phi)^2} \tag{2}$$

De antemão da função que descreve a potência da carga, considerando que os valores R_{TH} , X_{TH} , E e $\tan \phi$ não variam, para que a máxima potência entregue à carga seja conhecida basta derivar a equação (2) em função de R_L e igualar a zero:

$$\frac{\partial P_L}{\partial R_L} = 0$$

Após alguns cálculos, a equação (3) é obtida:

$$(R_{TH}^2 + X_{TH}^2) - (R_L^2 + R_L^2 \tan^2 \phi) = 0 \quad (3)$$

Que é equivalente a:

$$|\bar{Z}_L| = |\bar{Z}_{TH}| \quad (4)$$

Dessa forma, a partir da equação (4), pode-se realizar a seguinte declaração:

“Considerando o fator de potência constante, a potência de uma carga é maximizada quando o valor de sua impedância se torna igual, em módulo, à impedância da transmissão associada, ou nesse caso, igual à impedância de Thévenin” [11]

Pode-se confirmar que o resultado da equação (3) se trata de um ponto de máximo, ao se obter a derivada de segunda ordem da equação da potência.

Cabe ressaltar que, embora a instabilidade de tensão não ocorra sempre no ponto de máxima transferência de potência, pois isso depende do tipo de carga a ser considerada [12, 23], este ponto indica, entretanto, que a instabilidade está muito próxima de ocorrer, e esse será o parâmetro a ser utilizado pelos métodos analisados para identificar a proximidade da instabilidade de um sistema.

2.4 Modelo de Carga Dependente da Tensão

Nesse trabalho, será considerado o tipo de “Modelagem Exponencial” para a carga, uma vez que é também o modelo utilizado pela ferramenta computacional empregada (PSAT). Este modelo de representação da carga possui o seguinte formato:

$$P_L = P_0 \left(\frac{|\vec{V}_L|}{|\vec{V}_0|} \right)^\alpha \quad (5)$$

$$Q_L = Q_0 \left(\frac{|\vec{V}_L|}{|\vec{V}_0|} \right)^\beta \quad (6)$$

Onde:

- P_0 e Q_0 são as potências nominais, especificadas no fluxo de potência;
- $|\vec{V}_0|$ é a tensão de referência (valor do fluxo de potência inicial);
- α e β são os coeficientes que definem as características das potências ativa e reativa respectivamente;

Através dos seguintes coeficientes os modelos típicos de carga podem ser obtidos:

- Para carga I_{CTE} , $\alpha = 1$ e $\beta = 1$;
- Para carga Z_{CTE} , $\alpha = 2$ e $\beta = 2$;
- Para carga P_{CTE} , $\alpha = 0$ e $\beta = 0$;

As seguintes equações serão implementadas para obtenção do crescimento, como evento de perturbação:

$$P_L = (P_0 + \Delta P_L \cdot t) \left(\frac{|\vec{V}_L|}{|\vec{V}_0|} \right)^\alpha \quad (7)$$

$$Q_L = (Q_0 + \Delta Q_L \cdot t) \left(\frac{|\vec{V}_L|}{|\vec{V}_0|} \right)^\beta \quad (8)$$

Onde:

- ΔP_L é igual $x\%P_0$, onde $x\%$ é a proporção de crescimento escolhida;
- ΔQ_L é igual $x\%Q_0$;
- t é referente ao tempo, pois a carga será modificada em função deste parâmetro.

Com base nas equações (7) e (8), relativas ao crescimento da carga com modelo exponencial, para que a carga cresça com fator de potência constante, basta que os coeficientes α e β sejam iguais [10]. Então, a partir da definição da proporção de crescimento especificada

(x%) e com o passar do tempo, a carga será aumentada nos casos a serem analisados, até a ocorrência da MTP.

2.5 Indicadores de Estabilidade de Tensão

Os seguintes indicadores serão utilizados para comparação dos métodos em análise, no monitoramento da estabilidade de tensão:

- i) **Z_{MATCH}**: Basicamente esse indicador da instabilidade realiza o monitoramento da equação (4), ou seja, dos módulos das impedâncias de Thévenin ($|Z_{TH}|$) e da carga ($|Z_L|$). Entretanto, embora seja efetivo, no sentido de possibilitar uma visualização da aproximação do ponto de MTP, através do casamento destas impedâncias, o mesmo não traz muitas informações sobre a velocidade do fenômeno, o que seria imprescindível para operação realizar ações de mitigação do problema, como é o corte de carga, em última instância;
- ii) **S_{MAX}**: É um indicador que estima a máxima potência aparente possível de ser entregue à uma carga, a cada novo ponto de operação, com base no equivalente de Thévenin (vide Figura 5) em tempo real. Para isso a equação (9) é utilizada.

$$|\vec{S}_{Lmax}| = \frac{|\vec{E}_{Th}|^2}{2|\bar{Z}_{Th}| + 2R_{Th} \cos \theta_L + 2X_{Th} \sen \theta_L} \quad (9)$$

A equação (9) foi apresentada em WANG et al, e sua dedução pode ser encontrada em [10]. Dessa forma, a máxima potência estimada pode ser calculada em tempo real e comparada com a potência atual da barra de carga em análise, onde será possível verificar a proximidade da carga do ponto crítico.

- iii) **S_{MARGIN}**: Esse indicador é baseado no indicador S_{MAX}, onde a partir do valor máximo estimado e da potência atual consumida pela carga, é possível então estimar uma margem de potência em tempo real. Dessa forma, a partir de um equivalente de Thévenin que transpareça a realidade, a margem de potência também transparecerá.

$$S_{Margin,i} = \frac{|\vec{S}_{Lmax,i}| - |\vec{S}_{L,i}|}{|\vec{S}_{L,i}|} \quad (10)$$

Onde $i = 1, 2, 3, \dots, n$, referente às barras de carga do sistema.

Quando a tensão de uma barra de carga se instabiliza, o subsistema como um todo é considerado instável, e esta barra que possui menor margem de estabilidade é denominada “Barra Crítica”. Dessa forma, com base na equação (10), a margem de estabilidade de um subsistema será a margem da barra crítica. Com isso a equação (11), a seguir pode ser descrita:

$$S_{Margin,Sistema} = \min(S_{Margin,1}, S_{Margin,2}, S_{Margin,3}, \dots, S_{Margin,n}) \quad (11)$$

Uma vez realizada a revisão dos fundamentos teóricos relacionados à estabilidade de tensão, assim como dos conhecimentos básicos para o entendimento dos princípios de cada método de monitoração a será analisado, os mesmos serão descritos na seção posterior.

Capítulo 3

MÉTODOS DE MONITORAMENTO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO QUE UTILIZAM MEDIÇÃO SINCRONIZADA

3.1 Métodos de Análise da Estabilidade de Tensão

Até o início dos anos 80, os projetos dos sistemas de transmissão tinham suas capacidades definidas pelas análises de estabilidade angular ou pela limitação térmica de carregamento dos circuitos. Nesse âmbito, as instabilidades (*blackouts*) que atingiam os sistemas eram comumente associadas à um problema de estabilidade transitória [24], a partir de grandes perturbações.

No entanto, devido a dificuldades na expansão dos sistemas de geração, as redes elétricas existentes passaram a operar em condições cada vez mais estressantes, o que levou os mesmos a experimentarem um novo tipo de instabilidade, caracterizada pela diminuição progressiva (rápida ou lenta) dos níveis de tensão das barras do sistema [11]. Em [24], TAYLOR, C.W. relata a ocorrência de eventos com estas características em alguns sistemas reais: *Blackout* no sul da Flórida em 1985, Colapso de tensão no Oeste da França em 1987 e um *Blackout* em Tóquio em 1987.

Diante do contexto, ocorreu a motivação para que o assunto fosse estudado de maneira intensa e profunda por engenheiros de sistema, consultores e pesquisadores acadêmicos, no sentido de descrever corretamente o fenômeno sistêmico relativamente novo [24]. A partir dos esforços dispendidos, durante a década de 80 até meados dos anos 90, muitos trabalhos foram

publicados, e no ano de 1994 o primeiro livro específico sobre o assunto foi lançado, denominado *Power System Voltage Stability*, produzido por Carson W. Taylor. No decorrer do tempo outros livros sobre o assunto foram lançados, através dos quais a compreensão foi expandida [22, 11].

Os trabalhos produzidos até então, tinham a característica de fortalecer o entendimento do fenômeno, assim como dos principais fatores de influência no desenvolvimento do mesmo, como a atuação de dispositivos como OLTCs e limitadores de sobre-excitação [12].

Outra contribuição importante das publicações e livros supracitados, foi o desenvolvimento de métodos de análise da estabilidade de tensão utilizando modelos matemáticos estáticos, como *Análise da Curva P-V* e *Análise da Sensibilidade V-Q*, *Análise Modal Q-V* e o *Fluxo de Potência Continuado*. De uma maneira geral, estes métodos possibilitam a análise de viabilidade operativa do sistema em pontos de operação específicos, definindo se a instabilidade de tensão irá ocorrer ou não.

No entanto, após discussões entre os apoiadores de modelos estáticos e os apoiadores de modelos dinâmicos, sobre qual abordagem melhor representaria o desenvolvimento do fenômeno, ocorreu um consenso que de que não seria possível descrevê-lo integralmente caso os aspectos dinâmicos não fossem levados em conta de alguma forma [12]. Essas afirmações foram confirmadas por TARANTO, G.N.; CORSI, S. em [12] onde foi verificado que a “Curva P-V”, corriqueiramente referenciada por “Curva do Nariz”, se modifica de forma relevante em função da consideração da dinâmica de controles locais (atuação de OLTCs, atuação de OELs) e também em função do tipo de carga considerado, e que a análise da estabilidade de tensão utilizando a “Curva do Nariz” estática promove superestimações das margens de potência do sistema, uma vez que os modelos estáticos tradicionais, não representam de forma fidedigna os modelos dinâmicos.

Um grande aliado da análise dinâmica, foi o desenvolvimento de tecnologias economicamente viáveis para comercialização de PMUs, na década de 90 [25], que promoveu uma nova perspectiva para os métodos de monitoramento da estabilidade de tensão, uma vez que inspiraram a origem de algoritmos para aplicações em tempo real, devido suas altas taxas de amostragem. Cabe ressaltar que antes do advento dos PMUs, o monitoramento da estabilidade de tensão era realizado basicamente por análises estáticas (supracitadas), e que as

análises dinâmicas estavam associadas a aplicações de coordenação de sistemas de proteção, sistemas de controle, e também era empregada na análise do impacto de medidas emergenciais aplicadas aos sistemas de energia [22].

Atualmente, encontra-se na literatura alguns algoritmos que foram desenvolvidos prevendo a utilização das medições fasoriais para realizar o monitoramento da estabilidade de tensão. Nesse âmbito, os mesmos podem ser divididos em duas classes: os “Métodos Baseados em Medições Fasoriais”, e os “Métodos Baseados em Topologia e Medições Fasoriais”.

3.1.1 *Métodos Baseados em Medições Fasoriais*

São métodos caracterizados por utilizar somente medições fasoriais, de corrente e tensão, para realização do monitoramento em tempo real. Isso significa que tanto a estimação dos equivalentes de Thévenin, associados às barras de carga de interesse, como as impedâncias das cargas, são obtidas com base nas informações contidas nos fasores medidos. Uma vez determinadas as impedâncias de Thévenin e as de carga, o casamento de impedâncias, em módulo, é monitorado, o qual está associado à Máxima Transferência de Potência (MTP), conforme descrito na seção 2.3.

Um dos métodos estudados no presente trabalho pertence a esta categoria, que é o Algoritmo de Identificação Adaptativa [14], que se encontra descrito na seção 3.2. Em [26] e [27] são descritos métodos que também pertencem à essa categoria, e que na verdade inspiraram TARANTO, G; CORSI, S. no desenvolvimento do Algoritmo de Identificação Adaptativa.

Uma grande vantagem destes métodos é a pequena quantidade de dados de entrada necessárias, que são basicamente os fasores de tensão e corrente de cada barra de carga. No entanto, essa dependência pode ter o lado negativo de que uma interrupção ou interferência nas mesmas podem ocasionar problemas na estimação.

3.1.2 *Métodos Baseados em Topologia e Medições Fasoriais*

Nestes métodos, além das medições fasoriais, são necessárias informações relativas à topologia da rede em análise, geralmente obtida de um sistema SCADA [10], para que o monitoramento da estabilidade de tensão seja realizado. Normalmente, a impedância equivalente vista por cada barra analisada é calculada via matriz de admitância nodal da rede

(topologia), no entanto o cálculo da tensão equivalente (tensão de Thévenin) varia de acordo com cada método, que podem utilizar ou não medidas de PMUs localizados nas barras de geração. Sobre as impedâncias de carga, as mesmas são obtidas a partir dos fasores de tensão e corrente medidos nestas barras. Em [28], [29] e [30] são descritos métodos que pertencem à essa categoria.

O Algoritmo de Monitoramento Topológico [16], que é o segundo método a ser implementado neste trabalho, pertence também à esta categoria. Para o monitoramento do equivalente da rede (Equivalente de Thévenin), o mesmo se utiliza de uma matriz de admitância nodal modificada, que considera a inclusão das cargas, para obtenção da impedância de thévenin. Uma vez obtida esta impedância vista de uma determinada barra de carga, assim como do conhecimento da tensão e corrente na mesma (através de PMUs), o circuito da Figura 5 é utilizado para cálculo da sua tensão equivalente. De antemão das impedâncias da carga e de Thévenin, o casamento pode ser monitorado. Com o valor da tensão de Thévenin disponível, os indicadores relativos à margem de potência aparente (seção 2.5), também podem ser obtidos.

Uma vantagem destes métodos é que os dados de entrada são provenientes de mais de uma fonte de informação (topologia + medições fasoriais), o que associa aos mesmos uma maior confiabilidade. Sobre as desvantagens, pode-se levar em conta o fato da necessidade de modelagem correta dos dispositivos do sistema, uma vez que considerações distantes da realidade podem influenciar na topologia resultante (Sistemas de Geração e Transmissão), e consequentemente na estimação do momento de MTP.

Embora os métodos supracitados se desenvolvam de maneiras distintas, pode-se verificar que os mesmos se baseiam no mesmo princípio para monitorar a estabilidade de um sistema, que é o de “enxergar” as barras de carga de interesse em função de seus equivalentes de Thévenin, vide Figura 5, atualizar estes valores em tempo real e monitorar o casamento entre as impedâncias de carga e de Thévenin, que como descrito na seção 2.3 reflete o momento de MTP. Com o equivalente de Thévenin obtido, os indicadores da seção 2.5 também podem ser calculados em tempo real.

3.2 Algoritmo de Identificação Adaptativa

O Algoritmo de Identificação Adaptativa, que será referenciado neste trabalho por “Método Baseado em Medições Fasoriais Corsi-Taranto”, ou simplesmente “MBM-CT”, pertence à classe dos métodos de Monitoramento da Estabilidade de Tensão que utilizam somente medições fasoriais (tensão e corrente) para realização da estimação da proximidade do ponto crítico de um Sistema de Energia, que é quando uma das barras de carga, na tentativa de aumentar sua potência consumida, experimenta na verdade um decréscimo da mesma, o que ocorre devido à limitações dos Sistemas de Transmissão e/ou Geração [11].

O método foi introduzido em [14], e desde então vem sendo analisado, através de outros trabalhos, para diversos contextos inerentes a um Sistema de Energia sobre seu desempenho na tarefa de previsão da Instabilidade de Tensão, onde tem sido constatado êxito, até o presente momento. O MBM-CT, diante da robustez demonstrada, serviu também de inspiração para criação de uma Patente [31] para um futuro dispositivo no âmbito do Monitoramento da Estabilidade de Tensão, de título “*Monitoring voltage stability of a transmission corridor*”, número “*United States Patent 9.291.655*”, inventada por Mevlundin Glavic, Vahid Madani e Damir Novosel. Em conversa particular entre Mevlundin e Taranto, durante o PSCC de 2016 em Genoa-Itália, Mevlundin disse que foram realizados testes de robustez e desempenho dos métodos divulgados na literatura até então, e que por melhor resultado de avaliação, optaram pelo MBM-CT para base de sua patente.

O MBM-CT realiza basicamente a estimação dos parâmetros do Equivalente de Thévenin visto de uma barra de carga, selecionada do subsistema em análise, o qual utiliza de medições fasoriais de tensão e corrente para realização desta tarefa. Utilizando ainda as medições fasoriais da barra de carga em questão, a impedância da carga é calculada, e o monitoramento da proximidade do ponto crítico da mesma ocorre a partir da comparação, em tempo real, do módulo da impedância da carga $|\bar{Z}_L|$, com o módulo da impedância de Thévenin $|\bar{Z}_{Th}|$ vista da mesma barra, com base na Teoria da Máxima Transferência de Potência para um Sistema de Energia. O principal interesse do método é o de monitorar a Instabilidade de Tensão de um Subsistema como um todo, e para que isto o algoritmo deverá ser aplicado a cada uma das barras de carga da rede, ou caso isso não seja viável, a implementação deverá ocorrer para

as barras mais relevantes do sistema, o que irá depender da ocasião. Dessa forma, é prevista a existência de PMUs de corrente e tensão nas barras a serem monitoradas.

Para entendimento do método, o circuito equivalente visto de uma barra de carga retirada de um Sistema de Energia será considerado na Figura 6 a seguir:

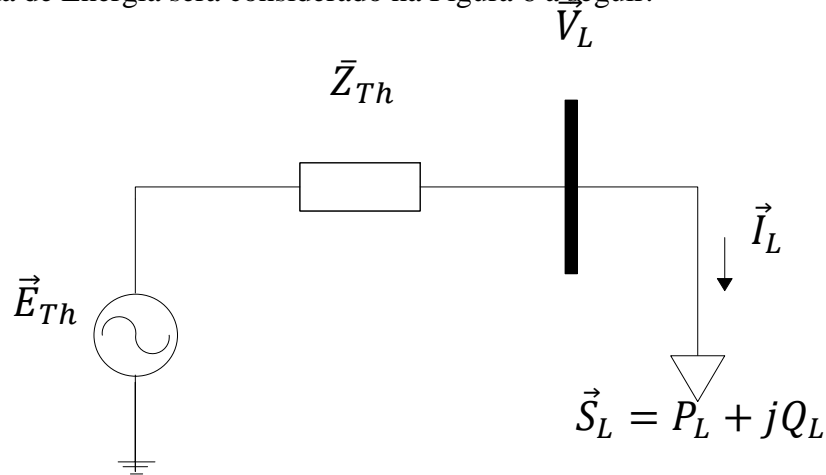


Figura 6. Equivalente de Thévenin de uma Barra de Carga de um Sistema de Energia

A partir do sistema apresentado, as seguintes definições podem ser feitas em relação às grandezas envolvidas:

$$\vec{I}_L = I_L \angle 0^\circ \quad (12)$$

$$\vec{V}_L = V_L \angle \theta \quad (13)$$

$$\bar{Z}_L = \frac{V_L \angle \theta}{I_L \angle 0^\circ} = Z_L \angle \theta = R_L + jX_L \quad (14)$$

$$\vec{E}_{Th} = E_{Th} \angle \beta \quad (15)$$

$$\bar{Z}_{Th} = R_{Th} + jX_{Th} \quad (16)$$

Com a finalidade de se obter uma relação entre as variáveis supracitadas, a Lei de Kirchhoff das tensões é aplicada ao circuito da Figura 6:

$$\vec{E}_{Th} = \vec{V}_L + \bar{Z}_{Th} \vec{I}_L \quad (17)$$

Expandindo a equação (17) em suas variáveis complexas, e separando as partes real e imaginária, tem-se:

$$\text{(REAL)} \quad E_{Th} \cos \beta = R_{Th} I_L + V_L \cos \theta \quad (18)$$

$$\text{(IMAGINÁRIA)} \quad E_{Th} \sen \beta = X_{Th} I_L + V_L \sen \theta \quad (19)$$

Analisando as equações (18) e (19), tem-se que as variáveis I_L , V_L e θ são obtidas via medições de PMU, e são portanto conhecidas. Por outro lado, E_{Th} , β , R_{Th} e X_{Th} são variáveis desconhecidas, e como existem quatro variáveis desconhecidas e apenas duas equações, esse contexto se configura em um sistema indeterminado.

Com o intuito de diminuir uma variável desconhecida, será considerado como premissa, que a barra de carga em análise pertence a um sistema de transmissão em Extra Alta Tensão (EAT), onde normalmente as reatâncias das Linhas de Transmissão (LTs) possuem valores muito superiores às suas resistências. Dessa forma, no sistema da Figura 6, $X_{Th} \gg R_{Th}$, o que acarretará na desconsideração de R_{Th} ($R_{Th} \approx 0$). Reescrevendo a equação (18), tem-se:

$$E_{Th} \cos \beta = V_L \cos \theta \quad (20)$$

Dessa forma, o sistema de equações, neste momento formado pelas equações (20) e (19), possui três variáveis desconhecidas: E_{Th} , β e X_{Th} , o que ainda resulta em um sistema indeterminado, uma vez que ainda existem mais variáveis do que equações.

Com a finalidade de promover uma solução para o sistema formado pelas equações (20) e (19), o módulo da Tensão de Thévenin (E_{Th}) será escolhida como variável livre do problema, o que quer dizer que a mesma será especificada, para então determinação das demais variáveis (β , X_{Th}) desconhecidas.

Como E_{Th} não poderá fugir dos padrões físicos de um sistema elétrico, uma boa estimativa inicial (E_{Th}^0) é a média aritmética dos seus valores máximo (E_{Th}^{MAX}) e mínimo (E_{Th}^{MIN}) possíveis, cujos são dados pelas condições limite no sistema equivalente da Figura 6 (Máxima Transferência de Potência e Circuito em Vazio):

- E_{Th}^{MAX} – Considerando que a carga tem característica indutiva, E_{Th}^{MAX} ocorre no momento de MTP, quando $|\bar{Z}_L| = X_{Th}$. Nesse momento, a Tensão de Thévenin é máxima, pois é de se esperar que nesse momento as excitações dos geradores do Sistema estejam em seus maiores níveis. Então, substituindo essa condição na equação (19) e

dividindo as equações (19) e (20), obtém-se o ângulo β^{MAX} , o qual é referente à ocasião de máxima Tensão de Thévenin, em módulo:

$$\beta^{MAX} = \tan^{-1} \left(\frac{Z_L I_L + V_L \sen \theta}{V_L \cos \theta} \right) \quad (21)$$

Dessa forma, considerando o ângulo obtido da equação (21), pode-se calcular o valor máximo possível para a Tensão de Thévenin, ao substituí-lo na equação (20):

$$E_{Th}^{MAX} = \frac{V_L \cos \theta}{\cos \beta^{MAX}} \quad (22)$$

- E_{Th}^{MIN} – No caso da Tensão mínima de Thévenin, a mesma acontecerá na condição em que circuito de Thévenin estiver em vazio, onde as excitações das máquinas normalmente não estão próximas de seus limites. Dessa forma, analisando o circuito da Figura 6, percebe-se que nesse momento E_{Th}^{MIN} será igual à tensão medida na própria barra de carga, uma vez que não existe queda na impedância X_{Th} :

$$E_{Th}^{MIN} = V_L \quad (23)$$

A partir destas definições, a estimacão inicial para a Tensão de Thévenin é obtida:

$$E_{Th}^0 = \frac{E_{Th}^{MAX} + E_{Th}^{MIN}}{2} \quad (24)$$

Uma vez obtida E_{Th}^0 , a estimacão inicial para o ângulo da Tensão de Thévenin também pode ser obtida com base na equação (20):

$$\beta^0 = \cos^{-1} \left(\frac{V_L \cos \theta}{E_{Th}^0} \right) \quad (25)$$

E conseqüentemente, de antemão de E_{Th}^0 e β^0 , a estimacão inicial para Impedância de Thévenin (X_{Th}) também é obtida aplicando estes valores na equação (19):

$$X_{Th}^0 = \frac{E_{Th}^0 \sen \beta^0 - V_L \sen \theta}{I_L} \quad (26)$$

Dessa forma, as estimativas iniciais de todos parâmetros do Equivalente de Thévenin são obtidas.

No entanto, dificilmente estes valores iniciais correspondem aos valores físicos reais, e por isso outras iterações são necessárias para obtenção dos mesmos, com base nas equações (25) e (26). Então, a partir da estimativa inicial realizada, E_{Th} precisará ser variado de modo que o equivalente a ser calculado nas demais iterações, se aproxime cada vez mais da realidade. Isso significa que nas iterações posteriores E_{Th} deverá ser incrementado ou decrementado de modo que X_{Th} convirja para o valor real. Com isso, em função dos valores definidos para E_{Th}^i , em cada passo de iteração as equações (27) e (28) serão utilizadas para obtenção dos valores mais atuais dos parâmetros do Equivalente de Thévenin:

$$\beta^i = \cos^{-1} \left(\frac{V_L \cos \theta}{E_{Th}^i} \right) \quad (27)$$

$$X_{Th}^i = \frac{E_{Th}^i \sin \beta^i - V_L \sin \theta}{I_L} \quad (28)$$

Em [14] e [32] os autores se utilizaram de um teorema para dar autonomia ao Algoritmo de Identificação Adaptativa sobre o parecer de quando E_{Th} deve ser incrementado ou decrementado, para acelerar a convergência de X_{Th} . De uma maneira bem direta, o método adaptativo direciona para as seguintes características, tendo como premissa que entre duas iterações consecutivas, “ $i - 1$ ” e “ i ”, os parâmetros reais de E_{Th} e X_{Th} não variam:

- i) Os erros de estimativa de E_{Th} e X_{Th} estão sempre na mesma direção. Isso significa que se E_{Th} estiver superestimado, então X_{Th} também estará e vice-versa.
- ii) E_{Th} será decrementado quando X_{Th} e Z_L variarem na mesma direção (aumento ou diminuição de ambas), em duas iterações subsequentes;
- iii) E_{Th} será incrementado quando X_{Th} e Z_L variarem em direções diferentes em duas iterações subsequentes;

Dessa maneira E_{Th} é variado, até que X_{Th} convirja para o valor real. O teorema supracitado, além de demonstrado em [14], é descrito em [10] com requinte de detalhes, e por isso não será deduzido neste trabalho, uma vez que nestas referências existem informações suficientes para implementação do mesmo.

Uma vez conhecida a direção de variação de E_{Th} para que a convergência de X_{Th} seja obtida, de acordo com o método adaptativo, se faz necessário nesse momento definir o tamanho

da variação a ser realizada a cada iteração. Essa informação, segundo [14], é obtida da equação (29) a seguir:

$$\varepsilon E = \min(\varepsilon_{INF}, \varepsilon_{SUP}, \varepsilon_{LIM}) \quad (29)$$

Considerando que:

$$\varepsilon_{INF} = |E_{Th}^{i-1} - V_L^i| \quad (30)$$

$$\varepsilon_{SUP} = |E_{Th}^{i-1} - E_{Th}^{MAX}| \quad (31)$$

$$\varepsilon_{LIM} = |E_{Th}^{i-1} \times k| \quad (32)$$

Onde k é um parâmetro pré-especificado pelo usuário na implementação do algoritmo, com o objetivo de reduzir os erros de estimação. Em [14] foi feita uma análise de sensibilidade da estimação realizada por MBM-CT em função da escolha do parâmetro k , onde foi verificado que quanto maior o valor escolhido, mais rapidamente a convergência é alcançada, porém, mais oscilatória fica o valor de regime permanente em torno do valor real. Foi visto também que para valores menores, a convergência ocorre de maneira mais lenta, mas que o comportamento de regime é menos oscilatório. Diante disso, uma medida interessante a ser adotada é a de utilizar durante o processo de identificação (primeiros segundos ou minutos) um valor de k relativamente grande, e após isso, em um momento no qual a tensão E_{Th} já se aproxime de um valor de regime, um valor para k menor. Em [14], os autores relatam que uma faixa comum de valores para k é de 0,01% a 0,1% do valor nominal da tensão da barra em questão.

De uma maneira geral, o valor de ε_{LIM} predomina durante o processo de identificação dos parâmetros reais, o que torna bastante relevante a especificação correta da variável k para obtenção de uma estimação mais eficiente. Sobre os valores de incremento ε_{SUP} e ε_{INF} , os mesmos são aplicados apenas quando E_{Th} está próximo dos limites superior e inferior, respectivamente.

Na Tabela 1 é mostrado um resumo do Método Baseado em Medições Corsi-Taranto [14]. Ao longo da descrição do algoritmo, no Passo 3, as variáveis X_{Th}^{i*} e ΔZ_L são mencionadas. X_{Th}^{i*} auxilia na aceleração do processo de convergência de X_{Th} , enquanto que

ΔZ_L se trata da diferença entre duas medições sucessivas da impedância da carga ($Z_{L,i} - Z_{L,(i-1)}$).

Tabela 1. Algoritmo do Método Baseado em Medições Corsi-Taranto

ALGORITMO DE IDENTIFICAÇÃO DE X_{Th}
<p>Passo 1) Obtenha os valores iniciais de E_{Th}^0, utilizando a equação (24), e de β^0, utilizando a equação (25), já considerando E_{Th}^0</p>
<p>Passo 2) Calcule X_{Th}^0, a partir da equação (26)</p>
<p>Passo 3) Calcule E_{Th}^i, obedecendo as seguintes condições:</p> <p style="padding-left: 40px;">Se $\Delta Z_L < 0$</p> <p style="padding-left: 80px;">Se $(X_{Th}^{i*} - X_{Th}^{i-1}) < 0$, faça $E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1} - \varepsilon E$</p> <p style="padding-left: 80px;">Se $(X_{Th}^{i*} - X_{Th}^{i-1}) > 0$, faça $E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1} + \varepsilon E$</p> <p style="padding-left: 40px;">Se $\Delta Z_L > 0$</p> <p style="padding-left: 80px;">Se $(X_{Th}^{i*} - X_{Th}^{i-1}) < 0$, faça $E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1} + \varepsilon E$</p> <p style="padding-left: 80px;">Se $(X_{Th}^{i*} - X_{Th}^{i-1}) > 0$, faça $E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1} - \varepsilon E$</p> <p style="padding-left: 40px;">Se $\Delta Z_L = 0$</p> <p style="padding-left: 80px;">Faça $E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1}$</p>
<p>Passo 4) Calcule β^i e X_{Th}^i, utilizando as equações (27) e (28), respectivamente.</p>
<p>Passo 5) Incremente i e retorne para o Passo 3.</p>
<p>Observação: X_{Th}^{i*} é um valor intermediário de X_{Th}^i, obtido a partir dos fasores de $\vec{V}_{L,i}$ e $\vec{I}_{L,i}$ na iteração i e também nos valores da iteração anterior E_{Th}^{i-1} e β^{i-1}</p>

3.3 Algoritmo de Monitoramento Topológico

Nesta seção será descrito o segundo método a ser analisado ao longo deste trabalho. Sua idealização foi introduzida no trabalho [16], que a priori foi direcionado para aplicações em Sistemas de Subtransmissão, e a posteriori sofreu correções que foram apresentadas no trabalho [13], de maneira a torná-lo mais preciso em suas estimações, onde também foi esclarecido que o mesmo poderia ser estendido às aplicações em Sistemas de Transmissão.

É um Algoritmo de Monitoramento da Estabilidade de Tensão que pertence à classe dos métodos que utiliza além de medições fasoriais, de tensão e corrente nas barras de carga, também informações da Topologia do Sistema. A partir deste ponto, o mesmo será referenciado por “Método Baseado em Topologia Duong”, ou de uma maneira mais compacta e simples, apenas “MBT-DUONG”. Essa nomenclatura tem como base a essência utilizada pelo algoritmo para o cálculo da impedância equivalente vista de uma barra de carga, embora utilize medições fasoriais para monitorar, em tempo real, a impedância da carga.

A principal ideia do método proposto, está em utilizar informações topológicas, Matriz de Admitância Nodal da rede (Y_{BARRA}), para realizar o cálculo das impedâncias de Thévenin vistas das barras a serem monitoradas, dessa forma, utilizando medições de PMU para obtenção dos fasores de corrente e tensão, o método calcula as impedâncias das cargas de interesse em tempo real. De ante mão das impedâncias equivalentes de cada barra a ser monitorada, e de sua impedância de carga, o ponto de Máxima Transferência de Potência é monitorado através da comparação *on-line* dessas variáveis, tendo como base o casamento de impedância das mesmas. Normalmente as informações topológicas são fornecidas através de um Sistema SCADA, ou de um Estimador de Estados.

Para uma compreensão expedita e didática do MBT-DUONG, o mesmo será introduzido através do Caso-Exemplo utilizado no artigo [16], que dá origem ao método. Se trata de um sistema simples de duas barras, no qual existe um gerador síncrono conectado à Barra #1 através de um Trafo Elevador, e uma Linha de Transmissão (LT) que conecta a Barra #1 à Barra #2. Nesse sistema duas cargas são consideradas, L_1 e L_2 , as quais estão conectadas às Barras #1 e #2, respectivamente. Na Figura 7, a seguir, encontra-se o diagrama unifilar do Caso-Exemplo, onde é possível identificar a localização dos dispositivos considerados:

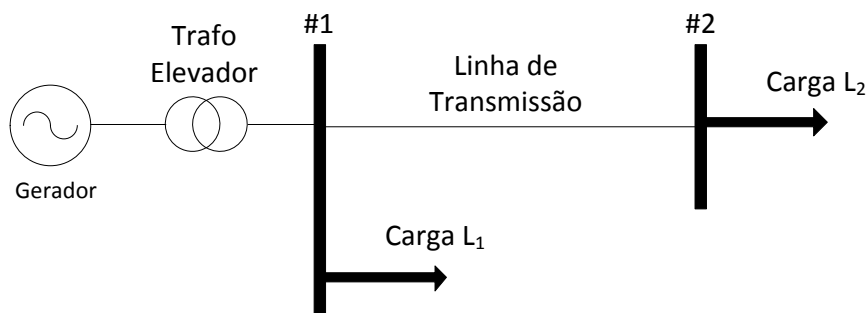


Figura 7. Diagrama Unifilar do Caso-Exemplo

Diante do sistema em análise, obtém-se o diagrama de impedâncias descrito na Figura 8, onde não é considerada impedância para a unidade geradora, uma vez que não foi associada à máquina síncrona modelagem dinâmica. Dessa forma, a modelagem considerada se mostra devida para estudos de análise estática do sistema, como é o caso do Fluxo de Potência.

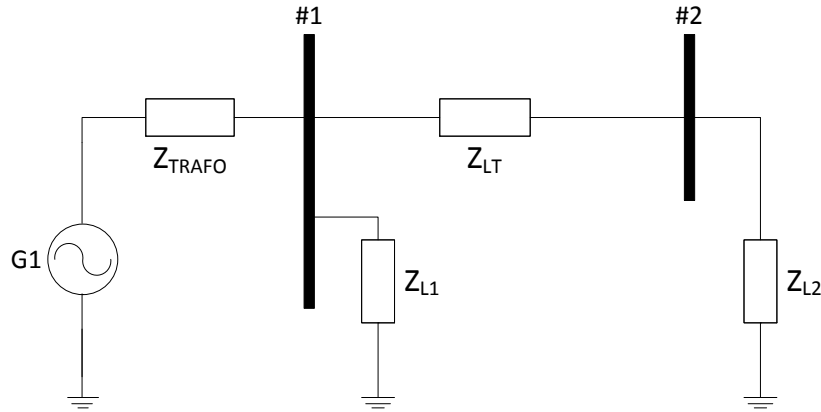


Figura 8. Diagrama de Impedâncias do Caso-Exemplo

Com o intuito de conhecer o valor da impedância equivalente vista da Barra de carga #2, pode-se aplicar o Teorema de Thévenin à mesma, cujo irá resultar em um sistema análogo ao da Figura 5. O resultado da Impedância de Thévenin (Z_{TH}) é dado pela equação (33), a seguir:

$$Z_{TH\#2} = Z_{LT} + \frac{Z_{TRAFO} \cdot Z_{L1}}{Z_{TRAFO} + Z_{L1}} \quad (33)$$

Tendo como base o resultado obtido na equação (33), o método MBT-DUONG será desenvolvido.

Do diagrama de impedâncias da Figura 8, pode-se obter a Matriz de Admitância Nodal (Y_{Barra}) do Caso-Exemplo, a qual foi descrita na equação (34):

$$Y_{Barra} = \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_{TRAFO}} + \frac{1}{Z_{LT}} & -\frac{1}{Z_{LT}} \\ -\frac{1}{Z_{LT}} & \frac{1}{Z_{LT}} \end{bmatrix} \quad (34)$$

OBS: Cabe ressaltar que essa matriz de admitância nodal é a representação da rede mais utilizada para o estudo de fluxo de potência, onde as cargas não são representadas por impedâncias, mas sim por injeções de potência.

A partir da Y_{Barra} definida na equação (34), pode-se definir uma Matriz de Admitância Nodal Modificada (Y_{MOD}), a qual leva em conta as cargas do sistema. A nova matriz é descrita na equação (35). As impedâncias das cargas foram destacadas para acentuar a modificação feita:

$$Y_{\text{MOD}} = \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_{\text{TRAFO}}} + \frac{1}{Z_{\text{LT}}} + \frac{1}{Z_{\text{L1}}} & -\frac{1}{Z_{\text{LT}}} \\ -\frac{1}{Z_{\text{LT}}} & \frac{1}{Z_{\text{LT}}} + \frac{1}{Z_{\text{L2}}} \end{bmatrix} \quad (35)$$

Realizando-se a inversão da matriz da equação (35), obtém-se a “Matriz de Impedâncias Nodal Modificada” da rede, cuja será denominada por Z_{MOD} , também de dimensão 2x2. Separando o seu elemento $Z_{\text{MOD}}(2,2)$, obtém-se o valor descrito na equação (36):

$$Z_{\text{MOD}}(2,2) = \frac{\left(Z_{\text{LT}} + \frac{Z_{\text{TRAFO}} \cdot Z_{\text{L1}}}{Z_{\text{TRAFO}} + Z_{\text{L1}}} \right) \cdot Z_{\text{L2}}}{\left(Z_{\text{LT}} + \frac{Z_{\text{TRAFO}} \cdot Z_{\text{L1}}}{Z_{\text{TRAFO}} + Z_{\text{L1}}} \right) + Z_{\text{L2}}} \quad (36)$$

A equação (36) nada mais é do que $Z_{\text{TH}\#2}$ associado em paralelo com a impedância de carga Z_{L2} , ou seja, a impedância equivalente vista da barra #2, contabilizando a impedância da impedância de carga Z_{L2} . Dessa forma a equação (36), pode ser reescrita no formato da equação (37), a seguir:

$$Z'_{\text{TH}\#2} = \frac{Z_{\text{TH}\#2} \cdot Z_{\text{L2}}}{Z_{\text{TH}\#2} + Z_{\text{L2}}} = Z_{\text{TH}\#2} // Z_{\text{L2}} \quad (37)$$

A seguir, na Figura 9, encontra-se o equivalente de Thévenin visto da Barra #2 quando se leva em consideração a impedância da carga:

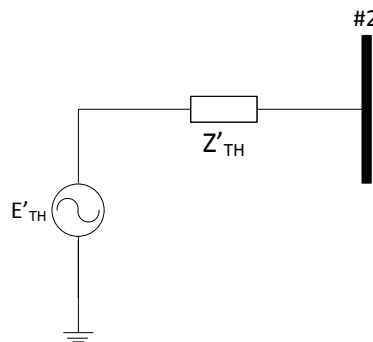


Figura 9. Equivalente visto da Barra #2 com a contabilização da Impedância da Carga Z_{L2}

Dessa maneira, conclui-se que os elementos da diagonal principal da Matriz de Impedância Nodal (Z_{Barra}) carregam com si o valor da impedância equivalente vista da Barra representada pela numeração do elemento diagonal, considerando todas as impedâncias conectadas à mesma. Essa constatação feita sobre a matriz Z_{Barra} é também mencionada em [33], onde é feito um detalhamento das informações que podem ser obtidas através da Matriz de Impedância Nodal.

No entanto, a intenção do MBT-DUONG é obter a impedância de Thévenin de uma barra qualquer do sistema, monitorar sua impedância de carga em tempo real, para através do Teorema da Máxima Transferência de Potência, com base no Casamento de Impedâncias, atingir o objetivo de Monitorar a Estabilidade de Tensão do Sistema. Para que isso seja possível, a impedância da carga de interesse precisa estar fora do valor equivalente encontrado pelo algoritmo, pois o interesse é exatamente conhecer a influência da mesma sobre o sistema, objetivo esse que não pode ser alcançado com a inclusão da impedância de carga no equivalente. Diante dessa premissa, após manipulação algébrica da equação (37), a variável de interesse ($Z_{\text{TH}\#2}$) pode ser obtida, como mostrado na equação (38) a seguir:

$$Z_{\text{TH}\#2} = \frac{Z'_{\text{TH}\#2} \cdot Z_{L2}}{Z_{L2} - Z'_{\text{TH}\#2}} \quad (38)$$

A partir da equação (38), a impedância da carga Z_{L2} é descontada do valor de impedância obtido da inversão da Z_{MOD} ($Z'_{\text{TH}\#2}$), fazendo com que o valor de impedância remanescente signifique exatamente a impedância de Thévenin, o que pode ser confirmado a partir de uma comparação desta como a equação (38) e (33).

Para aplicação de Monitoramento em Tempo Real, a matriz Y_{MOD} deverá ser invertida à cada novo ponto de operação disponível, atualizando dessa maneira a condição topológica do Sistema, e consequentemente do Equivalente de Thévenin calculado via equação (37). Normalmente essa informação do estado da rede é fornecida através de um Estimador de Estados ou Sistema SCADA.

Acompanhando o monitoramento topológico da rede, as medições fasoriais de tensão e corrente das barras de interesse também devem ser atualizadas via PMUs, de forma que as impedâncias das cargas sempre transpareçam à condição mais atual de carregamento do sistema. As impedâncias das cargas monitoradas podem ser obtidas a partir da equação (39), onde k representa às barras de carga selecionadas para monitoramento:

$$Z_{Lk} = \frac{V_{Lk}}{I_{Lk}} \quad (39)$$

Dessa forma, a partir dos desenvolvimentos realizados até o presente momento, pode-se definir o algoritmo para o MBT-DUONG para aplicação no monitoramento da Estabilidade de Tensão de um Sistema de Energia. O algoritmo é descrito no fluxograma da Figura 10, a seguir:

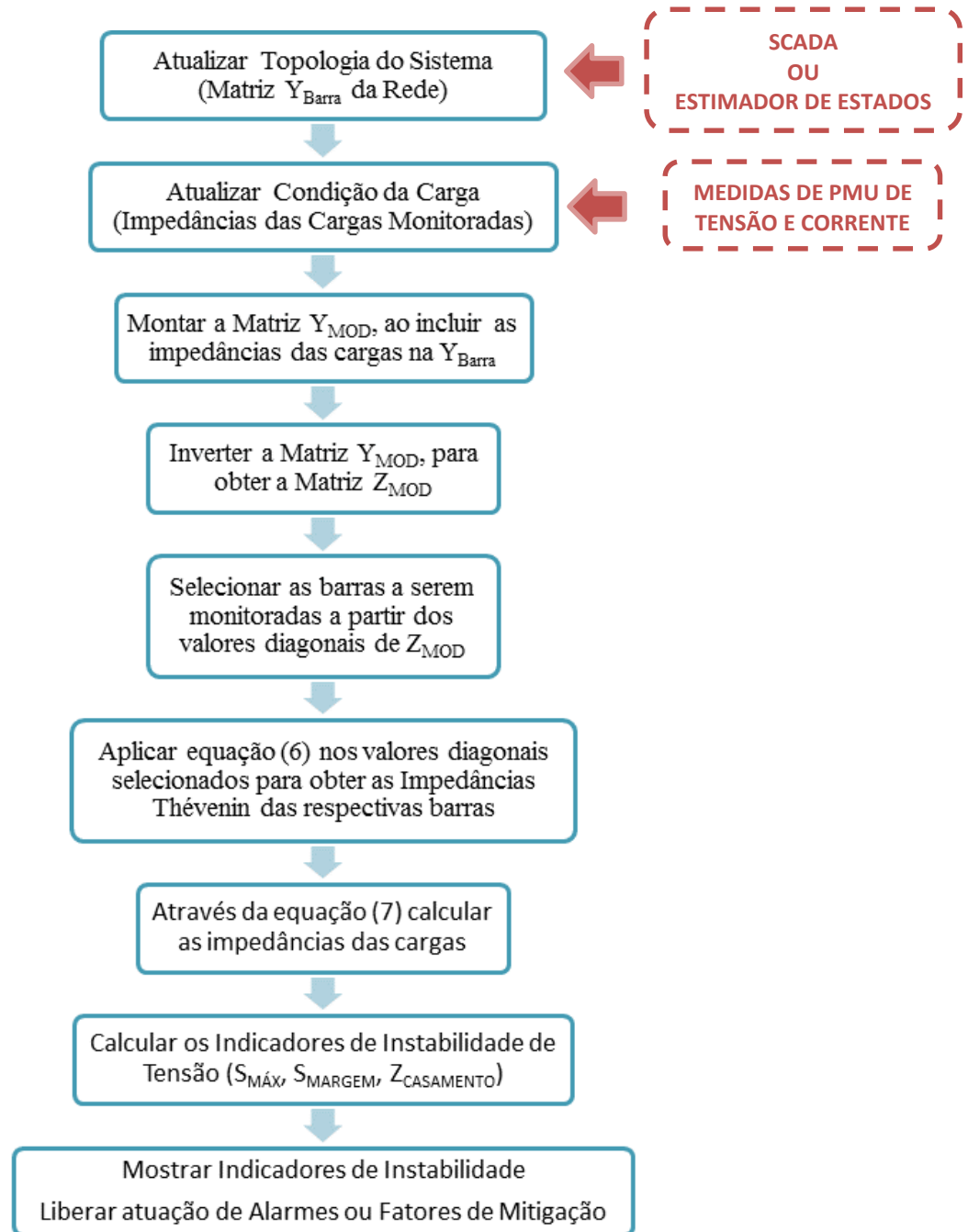


Figura 10. Algoritmo do Método Baseado em Topologia Duong (MBT-DUONG), considerando que os geradores se comportam como fontes ideais

3.3.1 Impacto do Despacho de Potência Ativa na Impedância Equivalente

Os autores de [16] levantaram um questionamento relativo à utilização do Teorema de Thévenin convencional para o cálculo de circuitos equivalentes em Sistemas de Potência, uma vez que se tratam de sistemas não-lineares, indo de encontro, portanto, à condição original para qual o Teorema foi concebido, o qual foi aplicado em sistemas lineares.

Em [16], é apontado que uma das mais relevantes não-linearidades são àquelas devido às unidades geradoras, que essencialmente se comportam de maneira diferente das fontes de tensão ideais, uma vez que possuem limitações físicas. Na Tabela 2 são mostradas algumas características distintas entre os dois tipos de fonte de potência:

Tabela 2. Comparação entre Geradores Reais e Fontes de Tensão Ideais

CARACTERÍSTICA	GERADOR REAL	FONTE DE TENSÃO IDEAL (BARRA INFINITA)
Potência Ativa	Limitada (Turbina)	Ilimitada
Potência Reativa	Limitada (OEL)	Ilimitada
Tensão	Controlada (RT)	Fixa
Queda de Tensão com incremento da Carga	Possui	Não Possui

A seguir será utilizado o Sistema 3 Barras da Figura 11 para demonstrar a problemática de utilizar o Equivalente de Thévenin para análise da Estabilidade de Tensão.

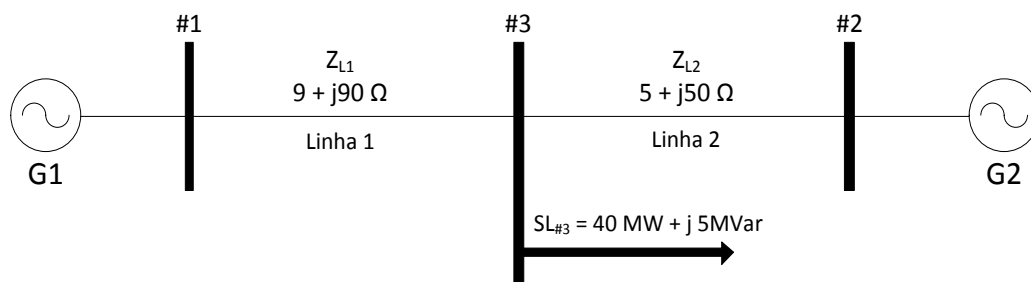


Figura 11. Sistema 3 Barras para Análise do Impacto do Despacho de Potência Ativa na Impedância Equivalente vista da Barra #3

À priori será considerado que os geradores G_1 e G_2 se comportam como fontes ideais, realizar o incremento da carga da Barra #3 (P_{CTE}) até que ocorra a MTP. À posteriori, será

considerado que G_1 se comporta como uma fonte ideal, mas que em contrapartida G_2 se comporta como um gerador com um limite de potência ativa finito e relativamente pequeno para compartilhar o crescimento da carga até que a mesma alcance sua MTP, ou seja, G_2 atinge seu limite de Potência Ativa antes da ocorrência do momento de MTP por parte da Carga L_3 .

- **G_1 e G_2 como Fontes Ideais:**

Para realização da primeira simulação foi utilizado o Fluxo de Potência Continuado (CPF) disponível no PSAT, que pode ser brevemente descrito da seguinte maneira:

O CPF é uma variação do método de solução do fluxo de potência tradicional, cujo possibilita contornar a limitação de não solução das equações de fluxo de potência no ponto bifurcação de um sistema, devido a singularidade de sua matriz Jacobiana. No CPF, para contornar esta questão as equações de fluxo de potência originais são parametrizadas em função de um **fator λ** , que representa a variação da carga. A solução do novo sistema de equações é então realizada em dois passos: **predição** e **correção**, cujos encontram-se descrições com detalhes em [11, 34].

A partir do CPF, então, a Curva PV de um sistema pode ser totalmente descrita, que é uma ferramenta importante no monitoramento da estabilidade de tensão, uma vez indica o ponto de máximo carregamento do sistema para uma barra. Essa informação é de grande relevância, pois qualquer crescimento de carga após este ponto pode desencadear uma instabilidade de tensão [34].

Para a ocasião em análise, dentre os critérios de parada existentes para a descrição da curva PV, foi escolhido o de quando o sistema detecta uma bifurcação (singularidade da matriz Jacobiana), que reflete que o limite da Estabilidade de Tensão (MTP) foi alcançado, ou um cenário muito próxima disso. Nessa ocasião, foi considerado que ambos os geradores (G_1 e G_2) contribuem para o incremento da carga a cada ponto de operação, refletindo uma não limitação dos mesmos até o alcance da MTP, ou seja, ambos funcionam como fontes ideais, uma vez que possuem as características descritas na Tabela 2.

Após aplicação do CPF no Sistema 3 Barras, o resultado encontra-se na Figura 12 a seguir:

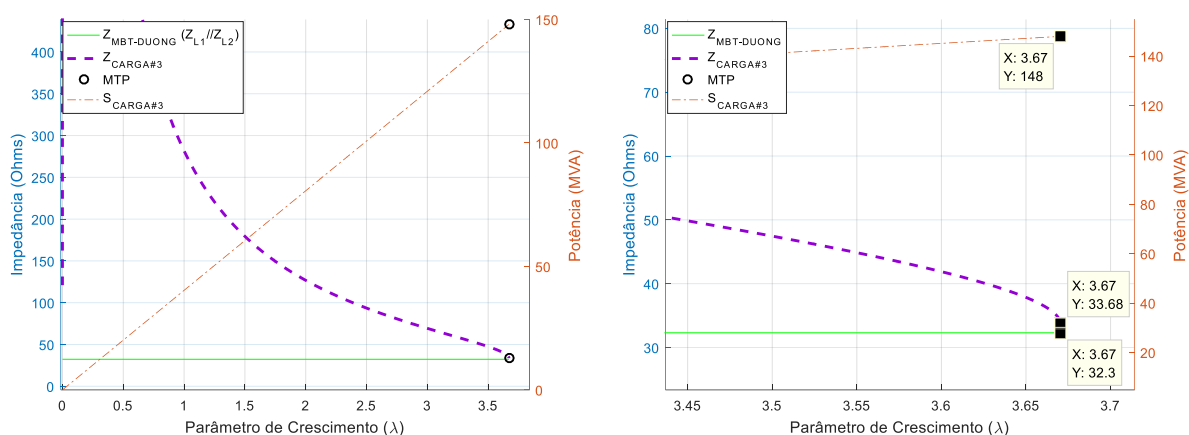


Figura 12. Sistema 3 Barras – Indicador $Z_{CASAMENTO}$ através de CPF (Geradores como Fontes Ideais)

Nessa ocasião, onde os geradores funcionam como fontes ideais, o casamento entre as impedâncias $Z_{CARGA\#3}$ e $Z_{MBT-DUONG}$ (Z_{TH}) refletem o momento de MTP, pois suas interseções na Figura 12 se dão praticamente no momento de MTP, como destacado pela indicação circular nesta figura. A pequena diferença existente entre as impedâncias $Z_{CARGA\#3}$ (33,68 Ω) e $Z_{MBT-DUONG}$ (32,3 Ω) pode ser explicada pelo critério de parada escolhido para o CPF, onde na proximidade do Limite de Estabilidade de Tensão já foi detectada singularidade da Matriz Jacobiana. O erro de estimação acarretado por isso, que é de característica numérica, fica em torno de 4%.

- **G_1 como Fonte Ideal e G_2 como Gerador Limitado:**

Para este segundo cenário será realizada uma análise nos moldes de um CPF, mas, no entanto, utilizando a variável tempo como parâmetro de crescimento para a carga. Esse tipo de análise é possível no PSAT ao se realizar simulações no tempo desconsiderando a dinâmica dos elementos, e considerando um arquivo de perturbação que promove o crescimento da(s) carga(s) de interesse (aumento de potência) em função da variável tempo. Com isso, em uma simulação deste carácter, como por exemplo, no sistema da Figura 11, a Barra #2 continua sendo considerada uma Barra PV, com injeção de potência ativa e magnitude de tensão constantes, e a Barra #1 continua sendo considerada uma Barra Swing, suprindo, portanto, a demanda crescente da Barra de Carga #3, ao longo do tempo. Dessa maneira uma nova solução para o fluxo de potência é obtida para cada aumento de carga, de forma que a mesma irá crescer até que alcance a MTP.

Essa simulação se diferencia da anterior, uma vez que possibilita o “congelamento” do despacho dos geradores de interesse apenas os considerando como uma Barra PV na montagem do caso, ou seja, em todos os pontos de operação analisados, a potência ativa de alguns geradores pode ser “congelada”. Na anterior as gerações eram incrementadas para cada aumento de carga. Dessa forma é possível mostrar a influência de uma unidade geradora alcançar seu limite de potência Ativa.

Na ocasião em questão, analogamente ao que fora realizado em [16], o Sistema 3 Barras foi simulado considerando três patamares de despacho para G_2 : 5 MW, 10 MW e 20 MW. Os resultados encontram-se disponíveis nas Figura 13, Figura 14 e Figura 15.

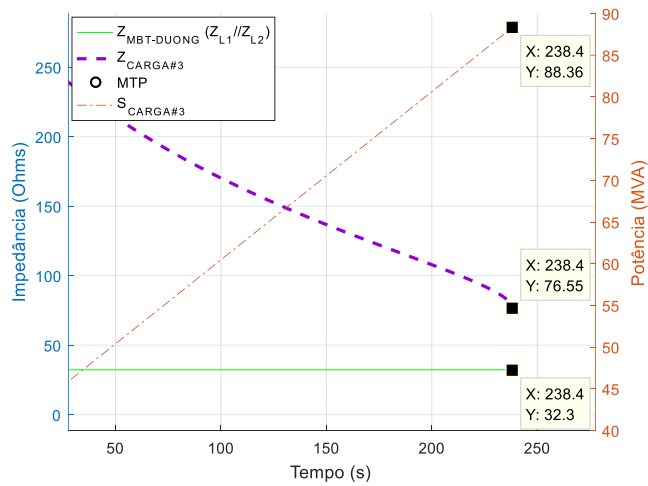


Figura 13. Sistema 3 Barras – Despacho G_2 de $P_{G2} = 5$ MW

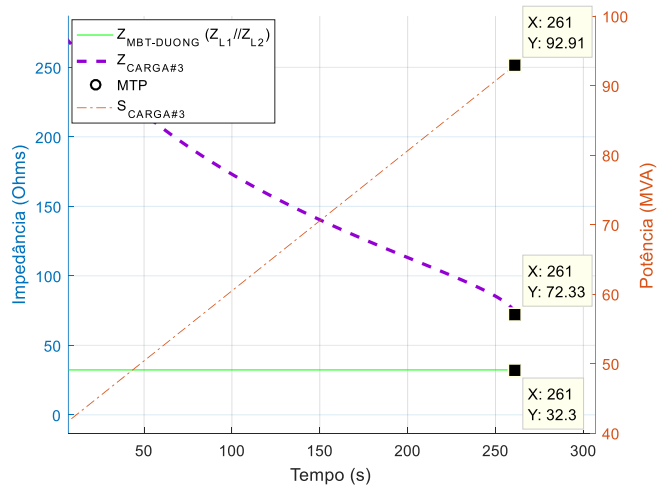


Figura 14. Sistema 3 Barras – Despacho G_2 de $P_{G2} = 10$ MW

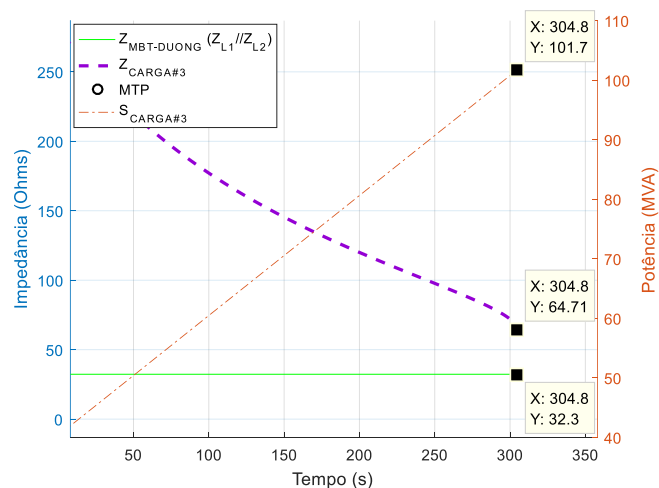


Figura 15. Sistema 3 Barras – Despacho G_2 de $P_{G2} = 20$ MW

A Tabela 3 mostra um resumo da influência dos valores de despacho de G_2 (Gerador Limitado) sobre a máxima potência transferível para a carga L_3 . Na tabela S_{3MAX} é a máxima potência drenada pela carga no momento de MTP, e Z_{3MAX} a impedância da carga no momento da MTP.

Tabela 3. Potências Máximas da Carga L_3 com suas respectivas Impedâncias em função da variação do despacho fixado para G_2

Despacho de G_2 (MW)	Potência S_{3MAX} (MVA)	Impedância Z_{3MAX} (Ω)
5	88,36	76,55
10	92,91	72,33
20	101,7	64,71

Percebe-se que tanto nas simulações supracitadas, quanto na Tabela 3, que mesmo que a topologia tenha se mantido constante durante a variação dos despachos realizados em G_2 , as potências máximas transferidas para a carga da Barra #3 sofreram variação, assim como as impedâncias da carga no momento de MTP. Cabe ainda ressaltar que nenhuma delas se igualou à impedância de Thévenin estimada pelo MBT-DUONG, que é igual à $Z_{L1} // Z_{L2}$, como ocorrera para simulação da Figura 12.

Diante dos fatos, constata-se que o momento de MTP deixa de estar associado ao casamento entre as impedâncias $Z_{CARGA\#3}$ e $Z_{MBT-DUONG}$ (Z_{TH}), mostrando que o Teorema de Thévenin, no formato original no qual foi concebido, deixa de ser um método apropriado para identificar a

máxima transferência de potência, uma vez que fornece uma superestimação da potência transferível para barra de carga, em ocasiões em que existem geradores relativamente pequenos para atendimento da carga de um subsistema.

Uma maneira de compreender a situação, é partir da premissa de que o momento de MTP para uma Barra de um sistema, continue ocorrendo quando a impedância de sua carga se iguala à impedância equivalente vista desta barra, considerando os valores em módulo. Dessa forma, pode-se dizer que quando um gerador atinge seu limite de potência ativa, antes da MTP da carga, fixando seu valor de injeção de potência, o mesmo produz uma não-linearidade no sistema em questão, fazendo com que o valor de impedância disponibilizado pelo Teorema de Thévenin passa a ser diferente do valor de impedância equivalente real vista da referida barra. Levando esse ponto de vista para os casos considerados na Tabela 3, pode-se dizer então que a impedância equivalente real muda em função do despacho de G_2 , e teria seus valores iguais às impedâncias da carga Z_{L3} , em módulo, nos momentos da MTP de cada caso.

A partir desse ponto então, para um melhor entendimento dos fatos, a *impedância equivalente real* vista de uma barra será diferenciada da “Impedância de Thévenin”, a qual será denominada então como “Impedância Efetiva”, ou simplesmente “ Z_{EFT} ”. A seguir mostra-se a definição de cada uma delas, com base nas simulações realizadas:

- i) **Impedância de Thévenin (Z_{TH}):** É a impedância equivalente vista de uma barra do sistema, cujo cálculo leva em consideração o fato das fontes do sistema serem ideais. É um valor de impedância que não leva em conta às não-linearidades do sistema.
- ii) **Impedância Efetiva (Z_{EFT}):** É a impedância equivalente real vista de uma barra do sistema, cujo valor irá se modificar se ocorrerem não-lineares no mesmo, uma vez que não está associado somente à topologia do mesmo. No entanto, Z_{EFT} será igual ao Z_{TH} caso não ocorram não-linearidades no sistema, como ocorrera para o exemplo simulado na Figura 12, em que ambos geradores se comportaram como fontes ideais. Z_{EFT} terá valor igual ao módulo da impedância da carga no momento da MTP, ou seja, para realização do casamento de impedâncias.

Diante dos contextos analisados nesta seção (3.3.1), pode-se realizar as seguintes definições complementares em relação aos limites de potência associados à uma barra de um Sistema de Potência:

- **Máxima Potência Real (MPR):**

É a máxima potência real transferível para uma barra de carga.

- **Máxima Potência Baseada no Sistema da Transmissão (MPT):**

Nesse contexto, o limite de potência transferível para uma barra do sistema é dado apenas pelo sistema de transmissão, limitação topológica. Para que isso seja possível, parte-se da premissa que os geradores têm capacidade para sempre atender a carga, deixando para o Sistema de Transmissão a responsabilidade pela limitação da transferência de potência. Nesse caso, o limite da Transmissão é menor do que o Limite do Sistema de Geração.

A condição da PMR ser igual à PMT foi encontrada na simulação da Figura 12, onde os geradores foram considerados barras infinitas. Naquela ocasião a MTP ocorreu no casamento entre as impedâncias Z_{TH} e $Z_{CARGA\#3}$, então pode-se dizer que quando isso acontece, Z_{TH} será igual Z_{EFT} e seu casamento com a impedância da carga irá refletir a MTP.

- **Máxima Potência Baseada no Limite da Geração (MPG):**

Quando os geradores de um subsistema são responsáveis pelo não suprimento da carga, considerando que os circuitos que interligam as unidades geradoras à carga não atingem seus limites de transferência de potência. Nesse caso o Limite do Sistema de Geração é menor do que o Limite do Sistema de Transmissão.

- **Máxima Potência Baseada nos Limites de Transmissão e Geração (MPTG):**

Para esse caso, as responsabilidades de restrição de transferência de potência são compartilhadas pelos Sistemas de Transmissão e Geração. Esse contexto pode ser verificado nas simulações das Figura 13, Figura 14 e Figura 15, onde G_1 foi considerado sendo uma Barra Infinita, com a LT 1-3 limitando a transferência para a Barra #3, e G_2 considerado um gerador de pequeno porte, com limite de transferência para a Barra #3 imposto pelo seu valor nominal.

Para esse caso, o casamento entre Z_{TH} ($Z_{L1} // Z_{L2}$) e Z_{L3} não reflete a MTP, pois a MPR não está associada à MPT nem à MPG, mas sim à MPTG.

Como consequência desta discrepância entre Z_{TH} e Z_{EFT} , dependendo da característica do Sistema, os indicadores de Instabilidade de Tensão, descritos na seção 2.5, perdem a validade na identificação do momento da MTP, uma vez que dependem do valor real de impedância equivalente (Z_{EFT}), que agora pode ser diferente de Z_{TH} . Nas Figura 13, Figura 14 e Figura 15, é mostrado o indicador Z_{MATCH} sem sucesso de estimação ao utilizar Z_{TH} como Z_{EFT} .

3.3.2 Correção Proposta por DUONG et al

Com o intuito de continuar utilizando os indicadores supracitados, *DUONG et al* propõem um meio para obtenção da Z_{EFT} nos mesmos moldes de obtenção da impedância Z_{TH} , através do Teorema de Thévenin. Para isso, os autores relatam que os limites de potência dos geradores (Ativa e Reativa), podem ser modelados através de duas impedâncias fictícias X_P e X_Q , relativas às capacidades nominais de potência ativa e reativa, respectivamente. De antemão de X_P e X_Q , a ideia então é substituir a conexão original entre a unidade geradora e à carga por uma impedância dada pelo paralelo destas duas impedâncias fictícias. Levando a ideia proposta para o sistema 3 barras da Figura 11, o circuito a ser substituído pelas reatâncias fictícias seria a LT de impedância Z_{L2} . O diagrama de impedâncias pode ser verificado na Figura 16, a seguir:

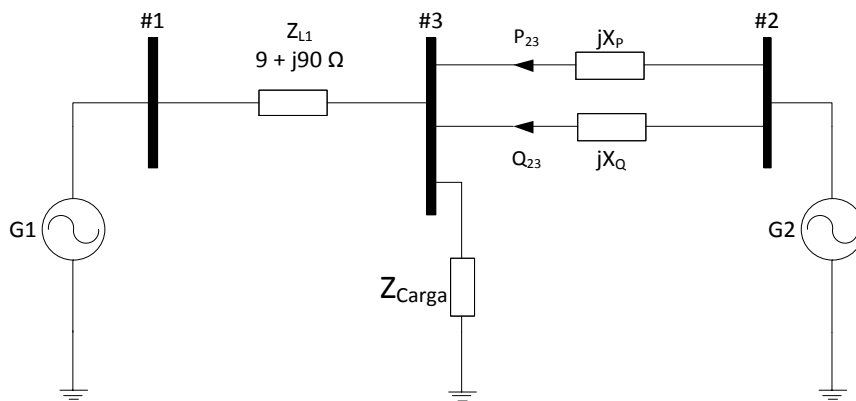


Figura 16. Diagrama de Impedâncias que mostra a modelagem dos limites de potência ativa e reativa de G_2 , pelas reatâncias fictícias jX_P e jX_Q

Para obtenção dos valores de X_P será considerado o circuito da Figura 17, onde um gerador representado por uma fonte atrás de uma reatância alimenta uma carga puramente resistiva de resistência R :

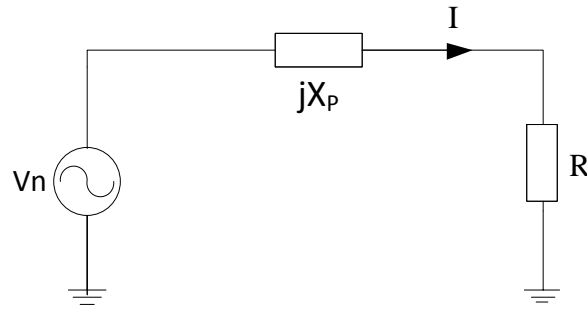


Figura 17. Modelagem da Potência Ativa por uma reatância

A corrente I , em módulo, que circula da fonte para a carga é dada pela equação (40):

$$|I| = \frac{|V_n|}{\sqrt{R^2 + X_p^2}} \quad (40)$$

No momento de máxima transferência de potência, $R = X_p$, e a corrente pode ser escrita de acordo com a equação (41).

$$|I| = \frac{|V_n|}{X_p \sqrt{2}} \quad (41)$$

Sabendo que a potência ativa entregue à carga é dada por $P = R \cdot |I|^2$, a partir da equação (41) pode-se escrever a equação de potência máxima entregue à carga resistiva na equação (42):

$$P_{MAX} = X_p \left(\frac{|V_n|}{X_p \sqrt{2}} \right)^2 = X_p \frac{|V_n|^2}{2X_p^2} = \frac{|V_n|^2}{2X_p} \quad (42)$$

Então, de acordo com [13], X_p é dado pela equação (43):

$$X_p = \frac{V_n}{2P_{MAX}} \quad (43)$$

Onde V_n é o módulo da tensão da barra de geração, o qual pode ser disponibilizado por um PMU, e P_{MAX} é o valor nominal (máximo) de potência ativa que um gerador pode suprir, o qual teoricamente é conhecido.

Para obtenção de X_Q , os autores realizam um procedimento análogo ao supracitado, no entanto considerando um gerador alimentando uma carga puramente indutiva. Porém, após vários testes, os autores chegaram à equação (44) como sendo a melhor maneira de representar a limitação de potência reativa de um gerador:

$$X_Q = \frac{V_n}{Q_{MAX}} \quad (44)$$

Dessa forma, aplicando a correção proposta para o sistema 3 Barras, o circuito Z_{L2} seria substituído por uma impedância fictícia, denominada X_{FIC} , cujo valor seria igual ao paralelo das impedâncias X_P e X_Q , como dado na equação (45):

$$X_{FIC} = X_P // X_Q \quad (45)$$

A partir disso, o algoritmo descrito na Figura 10 pode ser aplicado, levando em conta para montagem da matriz Y_{Barra} que a impedância entre as Barras #2 e #3 a ser considerada é agora jX_{FIC} , e não mais Z_{L2} . Para o caso 3 Barras, a impedância equivalente real (Z_{EFT}) vista da Barra #3, será dado pelo paralelo de Z_{L1} com o paralelo das impedâncias calculadas (Z_P e Z_Q), como mostrado na equação (46):

$$Z_{EFT} = Z_{L1} // jX_Q // jX_Q \quad (46)$$

A seguir, mostra-se na Figura 18, o resultado do sistema 3 Barras para a ocasião em que G_2 realizou despacho de 10 MW. Para a simulação, foram plotadas juntas as impedâncias estimadas por MBT-DUONG considerando a correção e a desprezando:

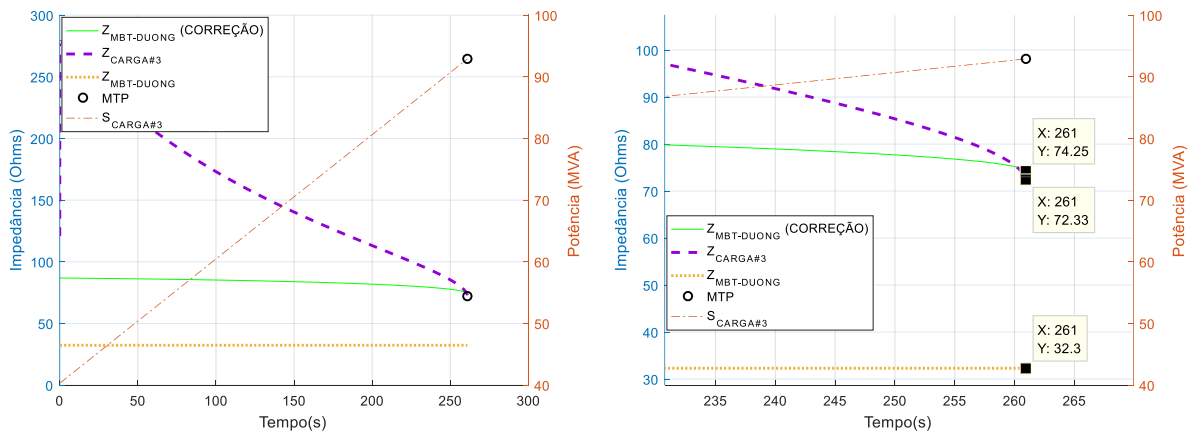


Figura 18. Sistema 3 Barras – Despacho G_2 de $P_{G2} = 10$ MW – Resultado após aplicação da Correção de Substituição de Circuitos para considerar a limitação de potência ativa de G_2

Percebe-se da simulação que a correção se mostrou bastante eficiente, uma vez que erro para a impedância estimada, considerando o momento da MTP, passou de 55,34% para 2,65%. Dessa forma, utilizando o Teorema de Thévenin, levando em consideração a

correção proposta por *DUONG et al*, o MBT-DUONG consegue estimar com boa precisão a impedância equivalente real do sistema, Z_{EFT} , mesmo quando existem geradores de pequeno porte. Vale lembrar que essa estimativa foi feita considerando que ambos geradores podem ser representados como fontes ideais à montante das Barras de Geração.

A correção proposta foi realizada para um sistema 3 Barras radial (vide Figura 11), onde existe fisicamente uma conexão direta entre os geradores considerados, e a barra de carga em análise (através de Z_{L1} e Z_{L2}). No entanto, quando os sistemas são malhados, essa ligação das unidades geradoras com as cargas a serem monitoradas, dificilmente ocorrem, ou seja, a correção proposta não poderia ser aplicada. Para resolver essa situação, *DUONG et al* descreve que uma correção para sistemas malhados, que leva em conta a redução das matrizes. Neste trabalho em questão, não serão aplicadas correções em sistemas malhados, por isso a metodologia implementada não será descrita.

Capítulo 4

AVALIAÇÃO E COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS

4.1 Introdução

No Capítulo 3 foram descritos em detalhes os **Método de Identificação Adaptativa (MBM-CT)** e o **Método de Monitoramento Topológico (MBT-DUONG)**, então, a partir deste prévio conhecimento, o capítulo atual terá como maior interesse a realização da análise do desempenho dos mesmos diante das ocasiões mais comuns em um Sistema de Energia. Para isso serão considerados nas simulações casos que tenham o intuito de refletir as respostas dos sistemas encontrados na realidade, ou seja, o comportamento dinâmico do sistema precisará ser considerado. Para que isso seja possível, os modelos dinâmicos dos equipamentos mais comuns encontrados nas redes elétricas serão levados em conta, tais como: **Máquinas Síncronas (MS)**, **Reguladores de Velocidade (RVs)**, **Reguladores Automáticos de Tensão (RATs)**, **Limitadores de Sobre-excitação (OELs)** e **Transformadores com Variação de Derivação sob Carga (OLTCs)**.

Outro fator que será considerado do ponto de vista da performance dos métodos, será a capacidade de os mesmos monitorarem adequadamente Sistemas Elétricos independentemente do tipo de carga a ser considerada. Por isso, serão realizadas também simulações considerando cargas do tipo **Potência Constante (Pcte)**, **Corrente Constante (Icte)**, **Impedância Constante (Zcte)** e **Carga ZIP**.

Uma preocupação adicional, que será explorada na seção 4.2, é sobre qual valor de reatância considerar para as máquinas síncronas conectadas às barras de geração (PV e V θ), na

realização do cálculo da impedância equivalente utilizando o MBT-DUONG, que carece do conhecimento de todas impedâncias conectadas ao sistema. Essa preocupação emergiu após a realização de alguns testes, onde a ausência de contabilização das mesmas ocasionou erros de estimação consideráveis.

Dessa maneira, os métodos supracitados serão implementados em dois sistemas: um denominado “**Sistema Didático**”, formado por 3 Barras, e outro denominado “**Sistema de Pequeno Porte**”, formado por 9 Barras, que é o Sistema WSCC 9-Barras. As características de cada um desses sistemas estão descritas nas seções 4.1.1, 4.8.1 respectivamente.

As simulações realizadas podem ser estruturadas da seguinte maneira:

- i) Análise da Impedância da Máquina Síncrona durante a Simulação Dinâmica**
- ii) Tipos de Carga**
 - a. Caso 1: Crescimento da Carga com modelo P_{CTE} ;*
 - b. Caso 2: Crescimento da Carga com modelo I_{CTE} ;*
 - c. Caso 3: Crescimento da Carga com modelo Z_{CTE} ;*
 - d. Caso 4: Crescimento da Carga com modelagem ZIP;*
- iii) Sensibilidade de Atuação de OLTC**
 - a. Caso 5: Análise de Sensibilidade para atuação de OLTC (modelo contínuo) interligado com a carga da Barra #3;*
- iv) Sensibilidade de Atuação de OELs**
 - a. Caso 6: Análise de Sensibilidade da Atuação dos OELs – Geradores G_1 e G_2 ;*
- v) Sensibilidade Limitação dos RVs (Limitação de Potência Ativa)**
 - a. Caso 7: Análise de Sensibilidade da Limitação de Potência Ativa por parte dos Geradores G_1 e G_2 ;*
- vi) Sensibilidade de Variação Topológica**
 - a. Caso 8: Análise da Sensibilidade da realização de Contingência no Sistema;*

Para o Sistema de Pequeno Porte – WSCC 9-Barras, o seguinte cenário foi considerado:

- vii) Análise em um Sistema Multi-Máquinas e Multi-Cargas – WSCC 9-Barras**

- a. *Caso 9: Crescimento da carga da Barra #5, considerando as cargas do Sistema do tipo I_{CTE} , atuação do OEL do Gerador G_2 e alcance de limite de Potência Ativa do Gerador G_3*

4.1.1 *Avaliação dos Métodos em um Sistema Didático – Sistema 3 Barras*

Com o intuito de investigar cuidadosamente a implementação dos Algoritmos de Monitoramento da Estabilidade de Tensão, assim como da dinâmica dos equipamentos a serem considerados (descritos no item 4.1), um sistema simples, formado por 3 Barras, a ser denominado “Sistema Didático” será utilizado com a intenção de servir como plataforma para tais análises.

Dessa maneira, a partir do Sistema Didático pretende-se definir com segurança a implementação dos seguintes aspectos:

- Passo de integração da simulação temporal;
- Taxa de crescimento de carga;
- Tipos de carga a serem consideradas: P_{cte} , I_{cte} , Z_{cte} e ZIP;
- Inicialização dos modelos dinâmicos;
- Atuação de OLTCs;
- Consideração da limitação de potência ativa – Limitação dos RVs;
- Consideração da limitação de potência reativa – Atuação dos OELs;

Foi escolhido o “Sistema 3 Barras” como “Sistema Didático” (vide Figura 19) pela simplicidade topológica, cuja impedância equivalente vista da barra de carga (Barra #3), pode ser calculada analiticamente sem grandes dificuldades, facilitando dessa forma uma confrontação com os resultados obtidos através dos métodos em análise. Basicamente é o mesmo sistema utilizado na seção 3.3, quando o MBT-DUONG foi desenvolvido, ou seja, um sistema 3 barras radial, com dois geradores nas extremidades e a barra de carga no meio, como é mostrado na Figura 19, a seguir:

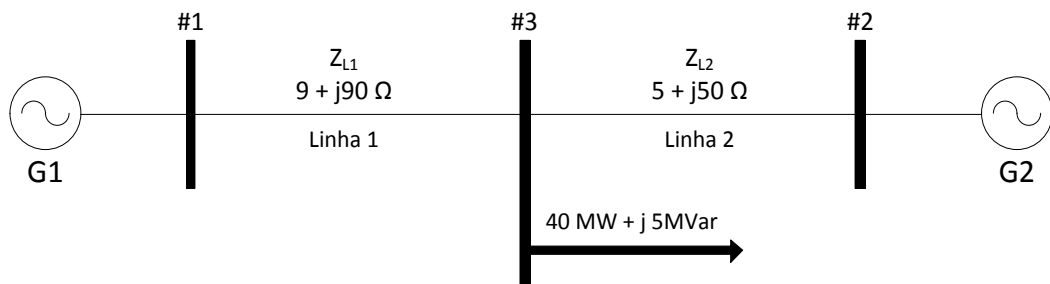


Figura 19. Diagrama Unifilar Sistema Didático: 3 Barras

Naquela ocasião foram realizadas análises estáticas do sistema, através da implementação de Fluxos de Potência Continuados (CPF), não ocorrendo, portanto, a consideração dos modelos dinâmicos dos dispositivos envolvidos, ocasião esta que se diferencia das de interesse de análise do presente trabalho, como será visto deste ponto em diante.

Na Figura 20 encontra-se o diagrama de impedâncias para o “Sistema 3 Barras”, vide Figura 19, para os moldes das simulações realizadas na seção 3.3. Percebe-se que as impedâncias dos geradores não foram levadas em conta, uma vez que as modelagens dinâmicas dos geradores não foram são levadas em consideração:

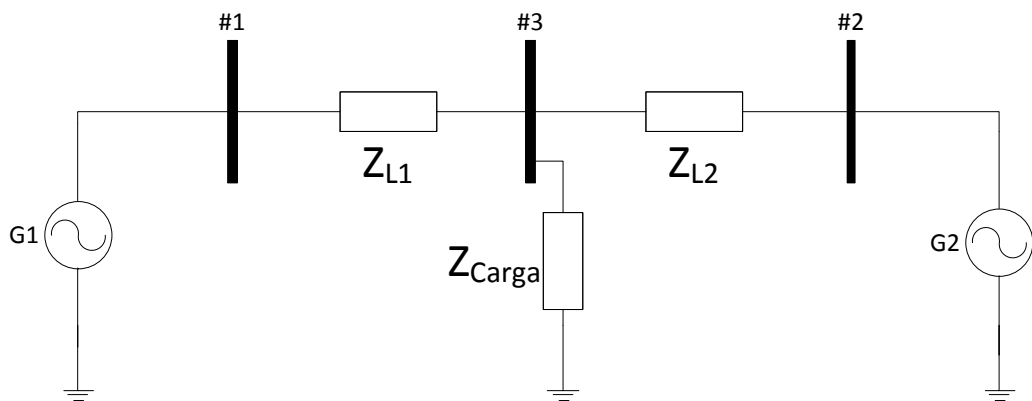


Figura 20. Diagrama de Impedâncias do Sistema Didático: 3 Barras – Sem Dinâmica

4.2 Análise da Impedância da Máquina Síncrona na Simulação Dinâmica

Com o intuito de apresentar a problemática sobre o valor de impedância da máquina síncrona durante a simulação dinâmica, foi realizada simulação no Sistema Didático, onde a

barra de carga do sistema (Barra #3) teve sua potência incrementada, com fator de potência constante, até que a ocorrência da MTP. Durante a simulação, a impedância equivalente vista desta barra ($Z_{CARGA\#3}$) foi estimada por MBT-DUONG e MBM-CT. O resultado de simulação encontra-se apresentado na Figura 21, a seguir:

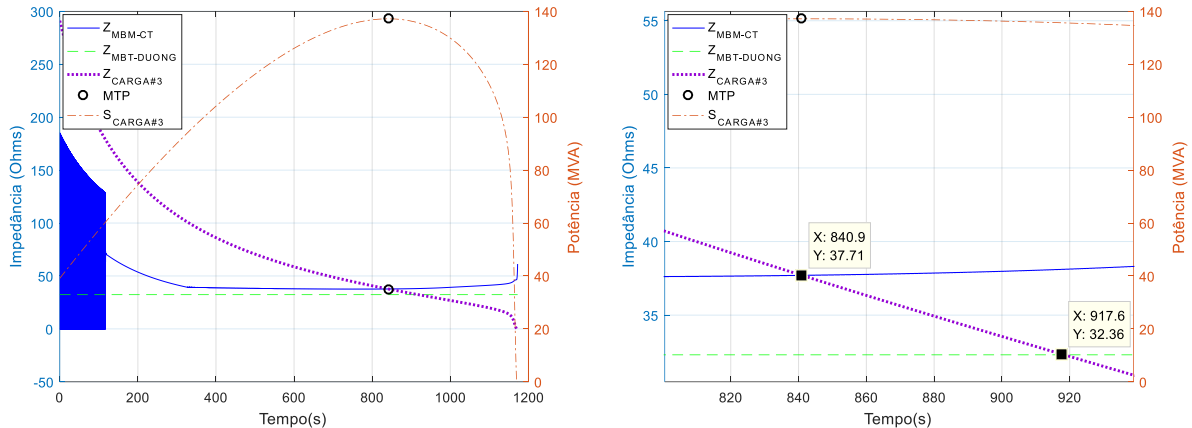


Figura 21. Simulação 3 Barras – Impedância Equivalente sem Contabilização de Z_{GER}

Nesta simulação, foram levados em consideração os dados dinâmicos dos geradores G1 e G2, assim como de seus respectivos reguladores de tensão e velocidade, que foram retirados do sistema WSCC 9-Barras, cujos dados encontram-se no ANEXO A

Para as turbinas dos geradores (que estão incluídas nos modelos dinâmicos dos RVs), com base em análises prévias, foram especificados com valores de potência nominais superiores aos necessários para o atendimento da carga até a ocorrência da MTP. Dessa forma, os geradores sempre conseguem atender à demanda de potência ativa do sistema, em qualquer instante de tempo, não ocorrendo, portanto, *déficit* de potência ativa por parte do sistema de geração.

Na simulação, também foram desabilitadas as atuações dos limitadores de sobre-excitação (OELs), permitindo com isso que os limites de potência reativa por parte de G₁ e G₂ também consigam sempre atender à demanda da carga durante seu processo crescimento, até o alcance de seu valor limite. Com isso, os geradores não estão associados a nenhuma limitação na operação, não se fazendo necessário então, a aplicação da correção proposta na seção 3.3.2 na implementação do MBT-DUONG.

Dessa forma, o Sistema de Transmissão fica sendo o único responsável pela limitação de potência para a carga, atendendo teoricamente a condição para que a Máxima Potência Real

(MPR) da barra #3 seja igual à Máxima Potência Baseada nos Limites de Transmissão (MPT), segundo descrição realizada na seção 3.3.1. Tomando como base essa condição, espera-se que a MTP ocorra quando a impedância da barra #3 ($Z_{CARGA\#3}$) se iguale à impedância equivalente vista da mesma, considerando ambos valores em módulo, segundo o Teorema da Máxima Transferência de Potência.

Analisando o resultado de simulação da Figura 21, à priori pode-se pensar que a estimativa realizada pelo MBT-DUONG está errada, uma vez que a MTP não ocorre na interseção de sua impedância estimada ($Z_{MBT-DUONG}$) com a impedância da carga ($Z_{CARGA\#3}$), mas sim com alguma antecedência (marcação circular sobre $Z_{CARGA\#3}$), refletindo dessa forma, uma superestimação do método. No entanto, conforme descrito na seção 3.3, o MBT-DUONG precisa do conhecimento pleno da topologia do sistema para realização de sua estimativa, o que não foi atendido na simulação supracitada, uma vez que foi considerado para o sistema o diagrama de impedâncias da Figura 20 na utilização do método. Esse diagrama não reflete corretamente o Sistema Didático para simulações dinâmicas, visto que não são contabilizadas as impedâncias dos geradores, o que deveria ter sido feito, uma vez que nesse contexto as injeções de potência das barras de geração (PV e $V\theta$), são substituídas pelos modelos de máquinas síncronas [35], que carregam com si a representação de uma impedância associada ao gerador.

Dessa forma, um diagrama de impedâncias mais conveniente à ocasião foi descrito na Figura 22, onde são consideradas as impedâncias dos geradores Z_{G1} e Z_{G2} (em destaque), referentes aos geradores G_1 e G_2 , respectivamente:

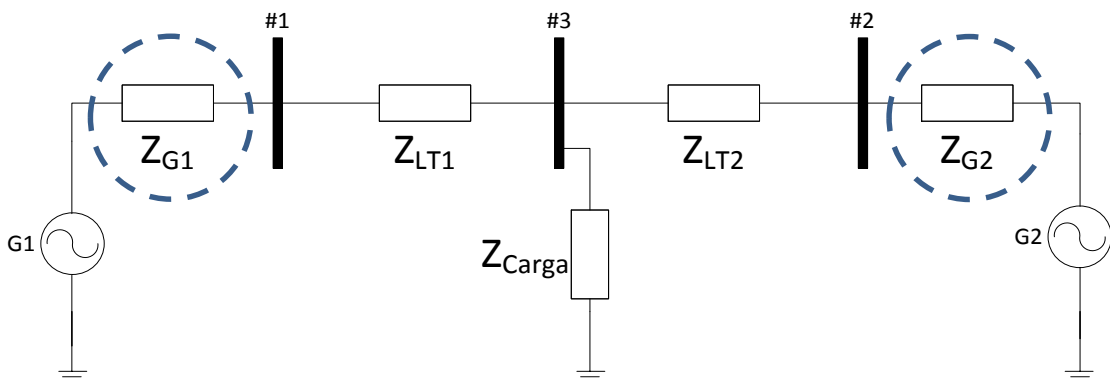


Figura 22. Diagrama de Impedâncias do Sistema Didático: 3 Barras – Com Dinâmica

Dessa maneira, infere-se que o erro de estimação associado à simulação da Figura 21 ocorreu devido à não consideração dos valores de impedância para G_1 e G_2 , o que interferiu na montagem da matriz Y_{MOD} do MBT-DUONG. Vale a pena ressaltar que o MBM-CT, que não necessita do conhecimento topológico para realizar sua estimação, demonstrou nessa primeira simulação dinâmica a primeira vantagem, uma vez que não se fez necessária a preocupação com a modelagem dos elementos à montante da barra #3, para que fosse realizada uma estimação que refletisse o momento de MTP, praticamente sem erro. Somente as medições fasoriais de tensão e corrente foram necessárias.

Uma vez detectada a necessidade de associar uma impedância para os geradores síncronos durante as simulações dinâmicas, uma outra problemática surge, que é sobre qual valor deve ser adotado. Segundo [36] uma máquina síncrona ao ser submetida à uma perturbação externa (Variação de Carga, Defeito no Sistema), terá sua reatância síncrona variando entre três valores especificados, cujos nomes e descrições se encontram a seguir:

- i) **Reatância Subtransitória:** Corresponde ao valor de reatância imediatamente após a perturbação. Nesse período, denominado Subtransitório, os valores de indutância associados aos eixos d e q experimentam os menores valores, consecutivamente a reatância assumida pela máquina também é menor. Seus valores de eixo d e q são dados respectivamente pelas seguintes nomenclaturas: x''_d e x''_q .
- ii) **Reatância Transitória:** Após o período Subtransitório, a máquina passa por um período em que o valor da reatância síncrona ainda está variando (aumentando) ao longo do tempo. Esse período é denominado Transitório, e as reatâncias associadas às máquinas são um pouco maiores do que a do período anterior. Seus valores de eixo d e q são dados respectivamente pelas seguintes nomenclaturas: x'_d e x'_q .
- iii) **Reatância de Regime Permanente:** Nessa fase o impacto da perturbação deixa de existir, e a reatância com isso encontra um valor de equilíbrio para a nova condição de carregamento da máquina. Esse período é denominado Regime Permanente, e os valores associados às reatâncias síncronas de eixo d e q recebem às seguintes nomenclaturas: x_d e x_q .

Essas reatâncias associadas às Máquinas Síncronas são denominadas “Valores Operacionais da Reatância Síncrona”, e cada um desses valores é considerado de acordo com o tipo de estudo a ser realizado. Outro componente da impedância síncrona é a resistência de armadura, que

representa as perdas térmicas do gerador. Dessa maneira a impedância síncrona se trata de uma impedância complexa.

Na Figura 23 é possível visualizar o comportamento transitório de uma máquina síncrona através de sua corrente de defeito após uma grande perturbação (curto circuito trifásico na saída do gerador). Nesse exemplo, os períodos supracitados são evidenciados pelas linhas verticais em destaque na figura, mostrando que a variação da reatância síncrona, excursionando de um valor menor para um maior, implica em uma corrente que segue uma tendência inversamente proporcional: um valor maior logo após a perturbação e um valor menor quando chega no regime permanente.

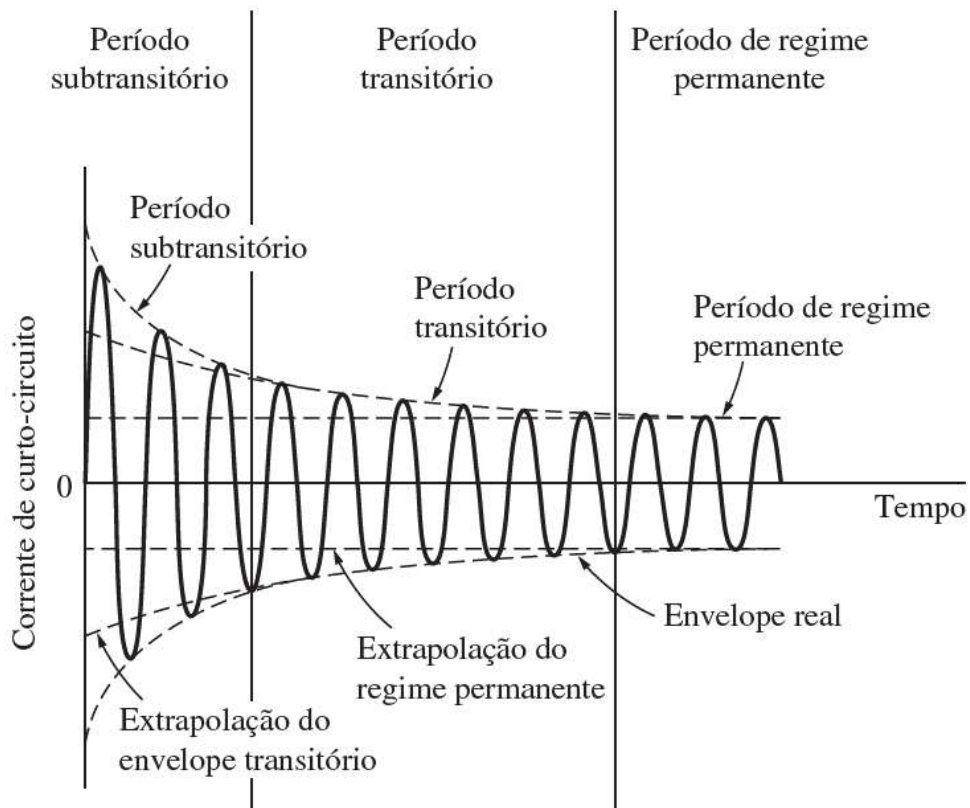


Figura 23. Componente simétrica da corrente de uma Máquina Síncrona após um curto-circuito trifásico na saída do gerador – Fonte: CHAPMAN, C.S. [36]

Na Figura 24 é mostrado o valor eficaz da corrente do gerador em função do tempo, onde verifica-se, através das inclinações das retas, a taxa de variação associada à cada período supracitado: o período Subtransitário tem uma duração mais curta (por volta de um ciclo da onda de corrente), o período Transitório tem uma duração um pouco maior (por volta de um

segundo) e logo após segue o período de Regime Permanente, que irá se perdurar até uma nova perturbação externa sobre a Máquina Síncrona.

Para simulação no Sistema Didático, a carga #3 experimentará um incremento sustentado até o alcance da MTP. Como consequência, para suprimento da crescente demanda, os geradores G_1 e G_2 também serão sujeitos a variações ao longo do tempo (pequenas perturbações). Com isso, é gerada uma dificuldade em se definir qual dentre os três valores operacionais melhor representa o valor da impedância para gerador. Sobre as resistências de armadura, foi definido nos modelos dinâmicos de G_1 e G_2 , vide Tabela 25, que as mesmas não foram consideradas (valores associados nulos), culminando dessa forma em uma impedância síncrona puramente indutiva, representada apenas por uma reatância síncrona.

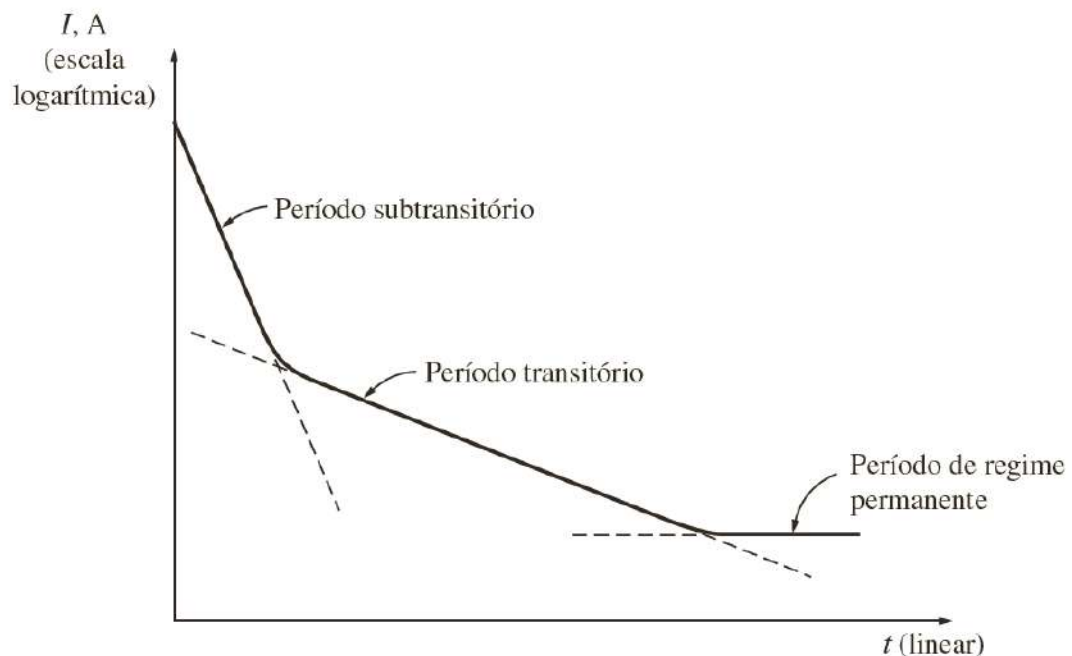


Figura 24. Valor Eficaz da corrente em escala logarítmica – Taxa de Decaimento em cada período durante transitório – Fonte: CHAPMAN, C.S. [36]

Com o intuito de identificar qual dos valores operacionais de reatância síncrona melhor representa os geradores durante a simulação dinâmica, e definir um valor padrão para as demais simulações deste trabalho, será realizada simulação em um sistema ainda mais simples do que o Sistema Didático: O Sistema 2 Barras.

4.2.1 Sistema Teste - 2 Barras

O Sistema 2 Barras é um sistema radial, com uma linha de transmissão conectando uma barra de geração (Barra #1) à uma barra de carga (Barra #2). Esse sistema foi escolhido para esse tipo de teste, pois a impedância equivalente vista da Barra #2 é facilmente contabilizada analiticamente pela composição em série da impedância da LT (Z_{LT}) com a impedância do gerador conectada à Barra #1 (Z_{GER1}). As susceptâncias da LT também não foram consideradas. Dessa maneira ao se aplicar o MBT-DUONG, simplificará o trabalho de identificar o melhor valor de reatância síncrona para os geradores. A seguir (Figura 25) é mostrado diagrama unifilar do sistema a ser considerado:

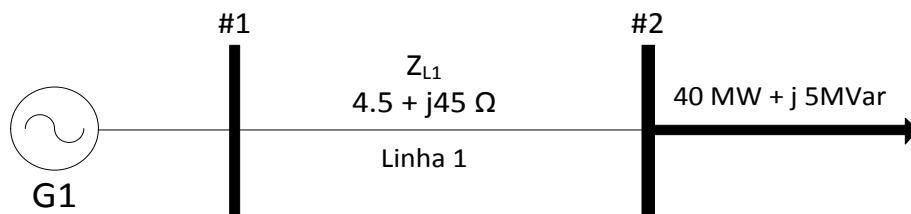


Figura 25. Diagrama Unifilar do Sistema 2 Barras

O diagrama de impedâncias a ser considerado para o sistema de simulação encontra-se descrito a seguir na Figura 26.

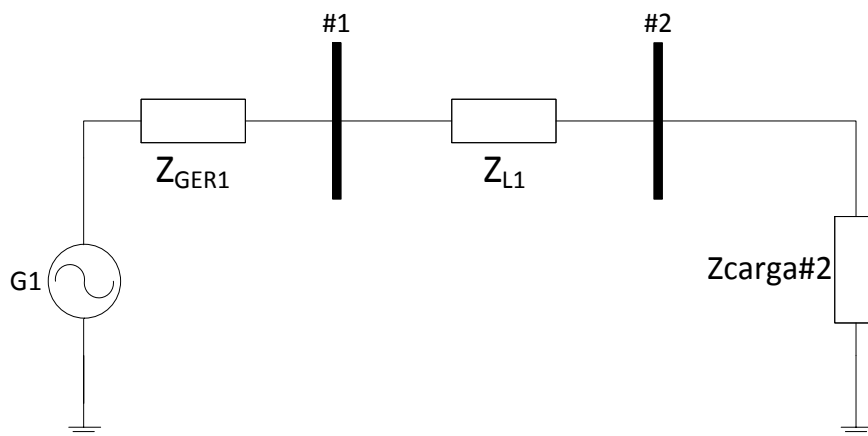


Figura 26. Diagrama de Impedâncias do Sistema 2 Barras – Com Dinâmica

Para as simulações realizadas no Sistema 2 Barras, foi escolhida como modelo de carga o tipo corrente constante, no entanto os resultados obtidos para os demais tipos de carga (Pcte e Icte) foram análogos. Os valores de reatância operacionais considerados nessa simulação são: *Regime Permanente de eixo d* (X_d), *Regime Permanente de eixo q* (X_q), *Transitória de eixo d*

(X'd), *Transitória de eixo q* (X'q). Os valores subtransitórios não foram considerados, pois o modelo de simulação considerado no PSAT (Modelo IV) não inclui os efeitos subtransitórios. Nas Figura 27, Figura 28, Figura 29 e Figura 30, a seguir, encontra-se os resultados de simulação obtidos.

- **Teste 1:** Z_{GER1} com valor de Regime Permanente (*eixo d*): $Z_{GER1} = jXd = j0,146$

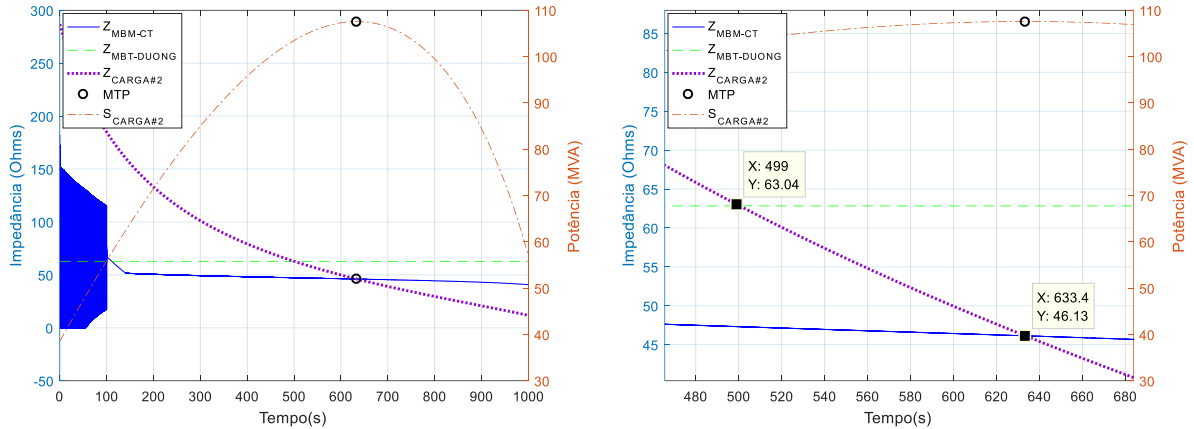


Figura 27. Simulação 2 Barras – Impedância Equivalente considerando $Z_{GER1} = jXd = j0,146$

- **Teste 2:** Z_{GER1} com valor de Regime Permanente (*eixo q*): $Z_{GER1} = jXq = j0,0969$

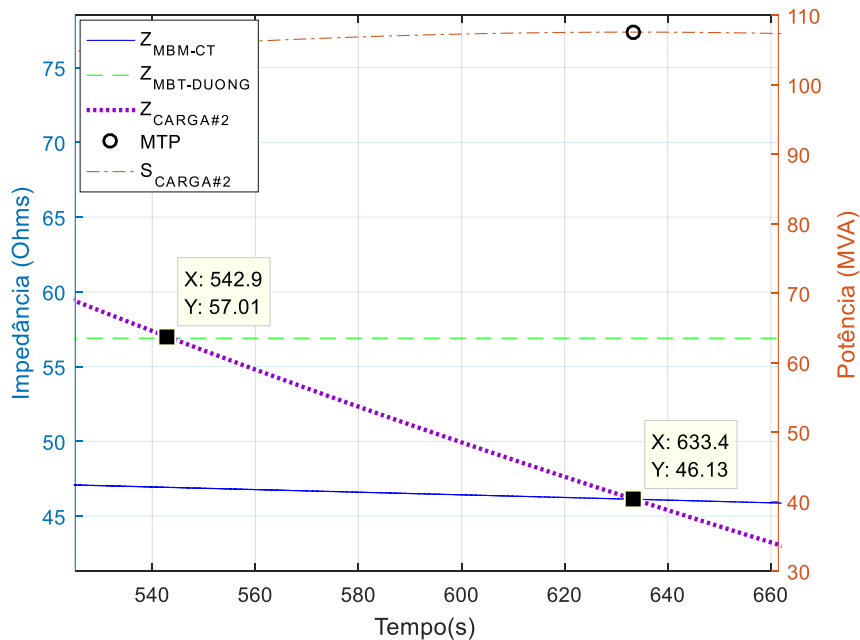


Figura 28. Simulação 2 Barras – Impedância Equivalente considerando $Z_{GER1} = jXq = j0,0969$

- **Teste 3:** Z_{GER1} com valor Transitório (eixo d): $Z_{GER1} = jX'd = j0,0608$

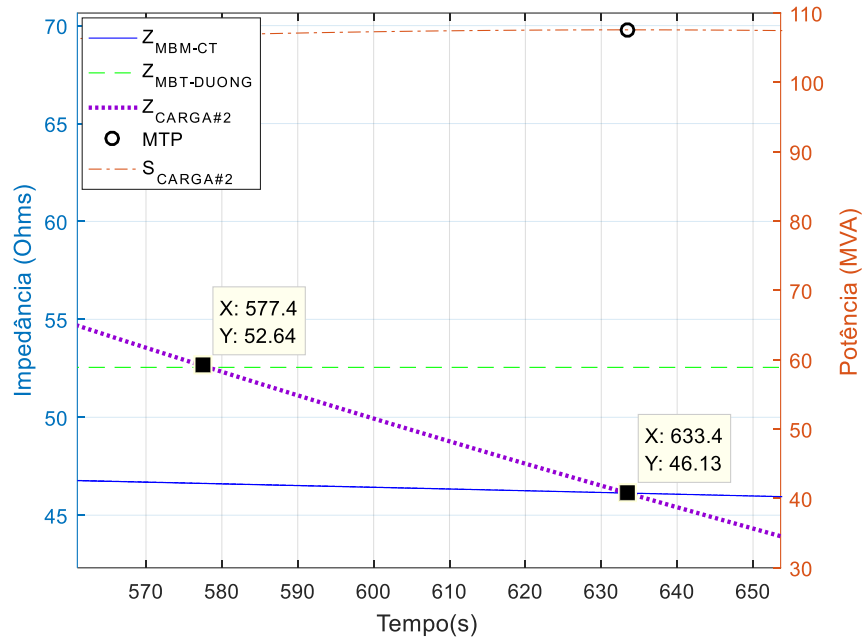


Figura 29. Simulação 2 Barras – Impedância Equivalente considerando $Z_{GER1} = jX'd = j0,0608$

- **Teste 4:** Z_{GER1} com valor Transitório (eixo q): $Z_{GER1} = jX'q = j0,0969$

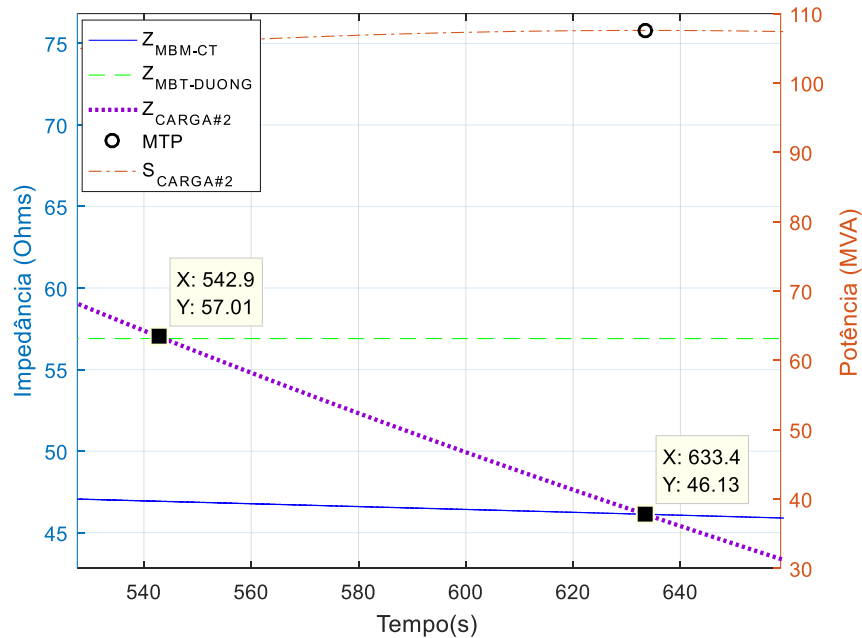


Figura 30. Simulação 2 Barras – Impedância Equivalente considerando $Z_{GER1} = jX'q = j0,0969$

Na Tabela 4 a seguir, foi produzido um resumo com as estimativas realizadas pelo MBT-DUONG, utilizando os valores operacionais do gerador G_1 .

Tabela 4. MBT-DUONG utilizando valores operacionais para estimação – Sistema 2 Barras

Valor Operacional	Casamento ($Z_{MBT-DUONG} \times Z_{CARGA\#2}$) [$\Omega$]	Z_{MTP} [Ω]	Erro Absoluto [Ω]	Erro Relativo [%]
Xd	62,65	45,89	16,76	36,52
Xq	56,73	45,89	10,84	23,62
X'd	52,38	45,89	6,49	14,14
X'q	56,73	45,89	10,84	23,62

Através de uma avaliação das simulações supracitadas e também da Tabela 4, verifica-se que ocorreu uma superestimação da impedância equivalente utilizando o MBT-DUONG, tendo como menor erro relativo (em relação à $Z_{CARGA\#2}$ na MTP) o valor de 14,14%. Com isso, implementar o MBT-DUONG contabilizando os geradores através dos valores operacionais de G_1 , não produziu resultados satisfatórios, uma vez que os erros de estimação ultrapassaram os 14% para qualquer um dos valores operacionais utilizados.

Ao se realizar uma pesquisa na literatura, para aquisição de informação sobre os resultados obtidos, foi verificado que em [22, 37], é relatado que enquanto o gerador não atingir seu limite de corrente de campo (IF) o RT consegue controlar a tensão terminal da Máquina Síncrona (VG), através de injeção de potência reativa na mesma. No entanto quando IF atinge seu valor máximo, o OEL atua de forma a “congelar” a corrente de campo neste valor limite, como medida de proteção para os enrolamentos de campo da máquina. Então, a partir desse ponto, o gerador perde o controle de tensão em sua barra terminal e o valor de tensão constante passa a estar em ponto elétrico atrás da impedância síncrona, quando se considera como modelo de gerador a representação de fonte atrás da uma impedância síncrona. Nesse ponto elétrico a tensão constante é a própria tensão interna do gerador (Tensão de Excitação). A Figura 31 a seguir mostra este modelo supracitado:

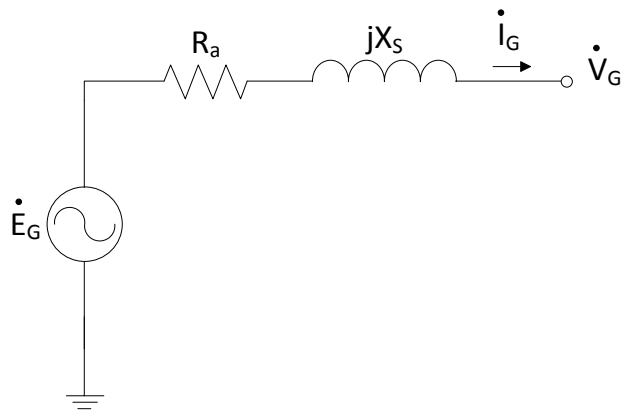


Figura 31. Máquina Síncrona representada por uma tensão constante (E_G) atrás de uma Impedância Síncrona $Z_s = R_a + jX_s$

Quando o OEL atua, a impedância síncrona do gerador passa a estar em série com o circuito conectado ao gerador, modificando, portanto, o sistema em questão. A Figura 32 ilustra o processo de controle de tensão do gerador, considerando a atuação do OEL.

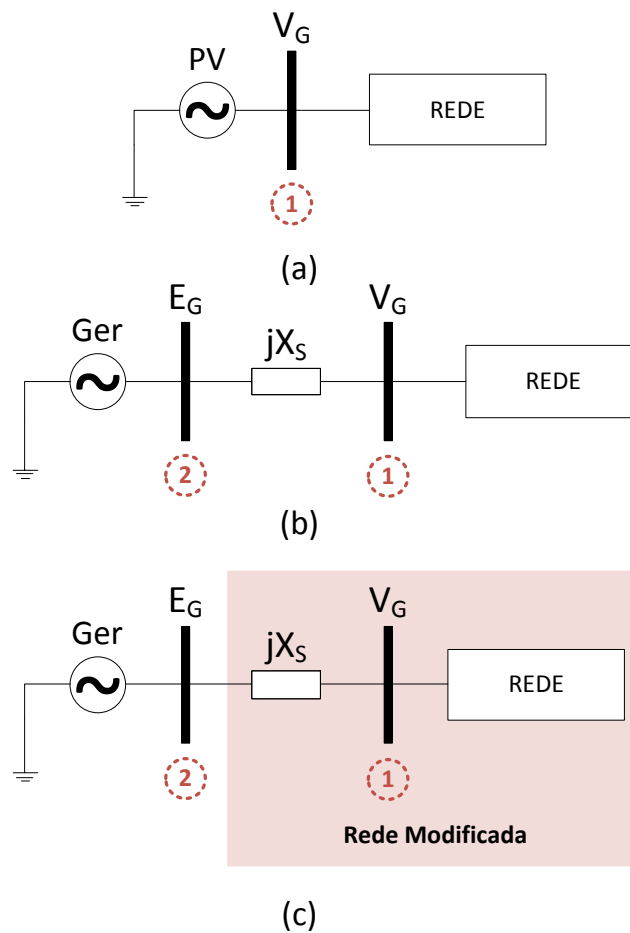


Figura 32. Ilustração do processo de perda de controle por parte do Gerador Síncrono devido atuação do OEL. Fonte: PORDANJANI, I.; WANG, Y.; XU, W. [37]

- i. A figura 14(a) mostra o modelo dos geradores utilizados nos estudos de fluxo de potência, onde a geração resume-se a uma injeção de potência na barra conectada. Não existe nenhum valor de impedância associada à máquina, uma vez que o interesse é analisar o impacto da injeção de potência por parte desse gerador na Rede.
- ii. A figura 14(b) mostra o modelo de gerador com representação de fonte de Tensão Interna (E_G) atrás de uma impedância síncrona (Z_S) e com tensão terminal (V_G). Esse modelo é apropriado quando se deseja entender a representação de um gerador em um estudo dinâmico, pois associa uma impedância interna ao gerador, denominada impedância síncrona (Z_S). No caso de existir RT associado à essa máquina, o gerador consegue controlar sua tensão terminal (V_G) em um valor especificado, correspondente ao *ponto 1* da figura. Para isso a excitação do gerador varia de acordo com o carregamento da máquina, variando, portanto, a tensão E_G (Tensão de Excitação), para que V_G esteja dentro de uma faixa desejada. Nesse período, caso o gerador mantenha sua tensão terminal constante, independentemente do carregamento, pode ser considerado uma fonte ideal, pois é como se não houvesse queda de tensão em sua impedância interna.
- iii. A figura 14(c) mostra o gerador com o modelo do item (ii), no entanto encenando uma ocasião em que o OEL atua, fazendo com que o gerador perca o controle da tensão V_G e passe a manter fixa a tensão E_G , no *ponto 2* da figura. Nesse cenário a impedância do gerador entra em série com o circuito conectado à barra terminal do gerador, modificando dessa forma a rede em questão. Como essa impedância entra em série, ela aumenta a impedância da equivalente da rede, degradando, portanto, o sistema através da diminuição de sua capacidade de carregamento.

Trazendo essas informações para o contexto das simulações dos “Sistema 2 Barras” e “Sistema Didático” as seguintes constatações são obtidas:

- Em todos os casos simulados o Regulador de Tensão está em operação, e em todo o período simulado, pois o OEL foi desabilitado. Com isso é como se não houvesse limite para a corrente de campo do gerador G1.
- Com isso, o gerador consegue controlar sua tensão terminal para qualquer patamar de carregamento da carga.

- A partir disso, teoricamente, não haveria necessidade de se contabilizar valor para a impedância do gerador, uma vez que a tensão terminal seria sempre constante.

No entanto a simulação da Figura 21 mostra que não considerar valor para a impedância do gerador implica em erros de estimação relativamente consideráveis.

O que ocorre, é que a condição de controle de tensão na barra terminal, efetuada pelo RT, não implica que a tensão ficará constante durante o processo de atendimento à carga da barra #3 pelo gerador. Isso ocorre porque o ganho do regulador de tensão (k_a) não é infinito, e dessa forma, à medida que o carregamento da máquina aumenta, é comum que ocorra um desvio da tensão terminal, mesmo com atuação do RT. Essa afirmação pode ser ratificada através de uma análise do modelo dinâmico considerado para o RT, na Figura 33, a seguir:

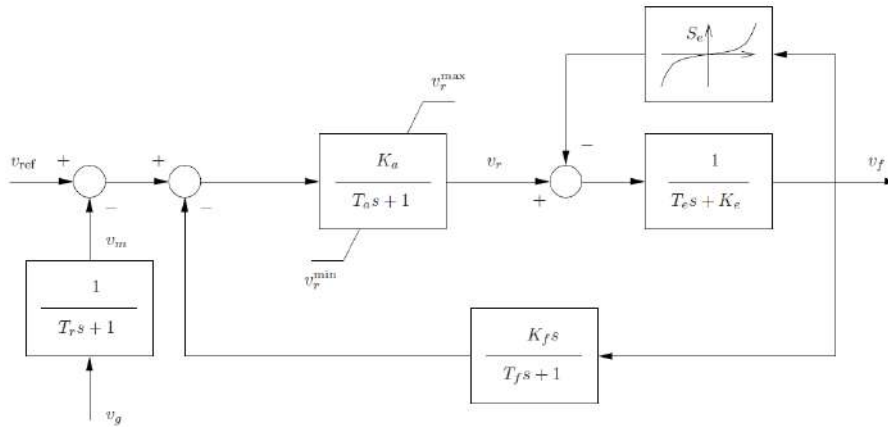


Figura 33. Modelo dinâmico do Regulador de Tensão do PSAT considerado no Sistema Didático

Como o objetivo é analisar o desvio de regime permanente ocorrido para a tensão terminal do gerador (V_g), será considerado para o modelo dinâmico, no diagrama de blocos da Figura 33 a variável $S = 0$. Dessa forma, partindo-se dessa premissa, pode-se escrever as seguintes equações para as variáveis V_r e V_f :

$$V_r = k_a(V_{ref} - V_g) \quad (47)$$

$$V_f = \frac{V_r}{k_e} \quad (48)$$

Substituindo a equação (47) na (48), e isolando V_g , tem-se:

$$V_g = V_{ref} - \frac{k_e}{k_a} V_f \quad (49)$$

Da equação (49), pode-se retirar a informação de interesse, uma vez que a tensão terminal (V_g) é afetada pelo ganho k_a , mostrando que realmente, quanto maior for o mesmo, menor será o desvio de regime permanente, com o crescimento do carregamento do gerador.

Na Figura 34 esse fenômeno é constatado através da tensão terminal medida do gerador G_1 durante o crescimento de carga da barra #3. Verifica-se que efetivamente ocorreu um desvio da tensão, levando-se em consideração os valores de tensão nos pontos de operação inicial e final, contabilizando uma queda total de 1,64%. Diante dos fatos, as seguintes questões foram constatadas:

- i. A impedância operacional do gerador (Regime Permanente, Transitória ou Subtransitória) não deve ser contabilizada durante o período de atuação do RT, uma vez que a tensão é controlada em um ponto à jusante a Impedância Síncrona;
- ii. Mesmo que V_G seja controlada, a mesma sofre uma variação à medida que o gerador aumenta seu carregamento. Essa variação ocorrida será associada à uma queda de tensão em uma impedância, que será denominada “Impedância de Geração” (Z_{FONTE}).
- iii. “A Impedância de Geração” será uma impedância equivalente vista à montante das barras de geração do sistema (PV e $V\theta$), e terá o intuito de contabilizar esses desvios de tensão, mesmo com a atuação do RT dos geradores.

Cabe ressaltar que Z_{FONTE} , em condições normais, será diferente da “Impedância Síncrona do Gerador” (Z_{GER}), que possui um dos valores operacionais supracitados. No entanto, Z_{FONTE} será igual à Z_{GER} quando o OEL atuar, pois nessa condição o controle da tensão terminal é perdido e a queda de tensão ocorrerá sobre a própria impedância síncrona, como ilustrado na Figura 32.

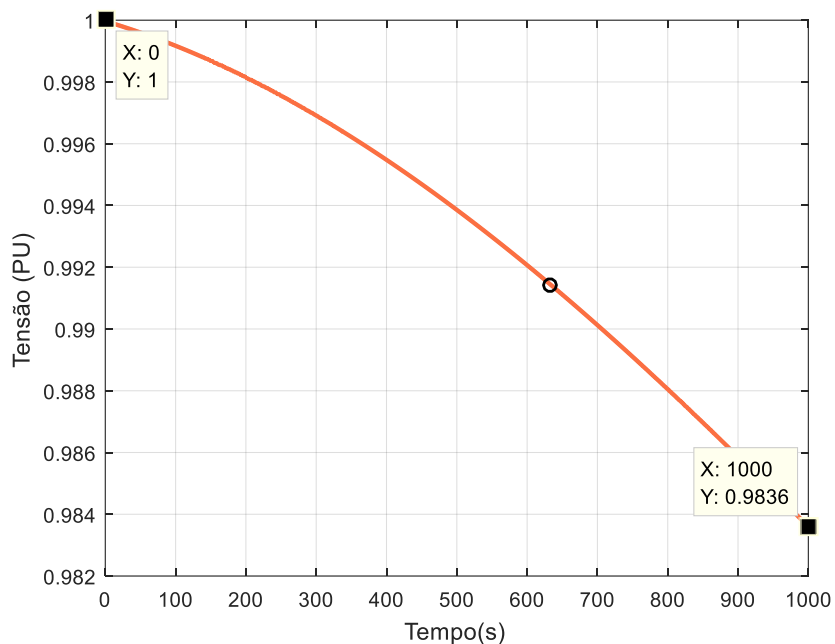


Figura 34. Tensão Terminal de G₁ (Módulo) com atuação do Regulador de Tensão – Sistema 2 Barras

Com o intuito de confirmar a influência do RT na estimação da impedância equivalente pelo MBT-DUONG, contabilizando um valor operacional para $Z_{\text{FONTE}\#1} = Z_{\text{GER}\#1}$, a seguir é mostrada novamente uma simulação no Sistema 2 Barras, no entanto considerando o RT desligado:

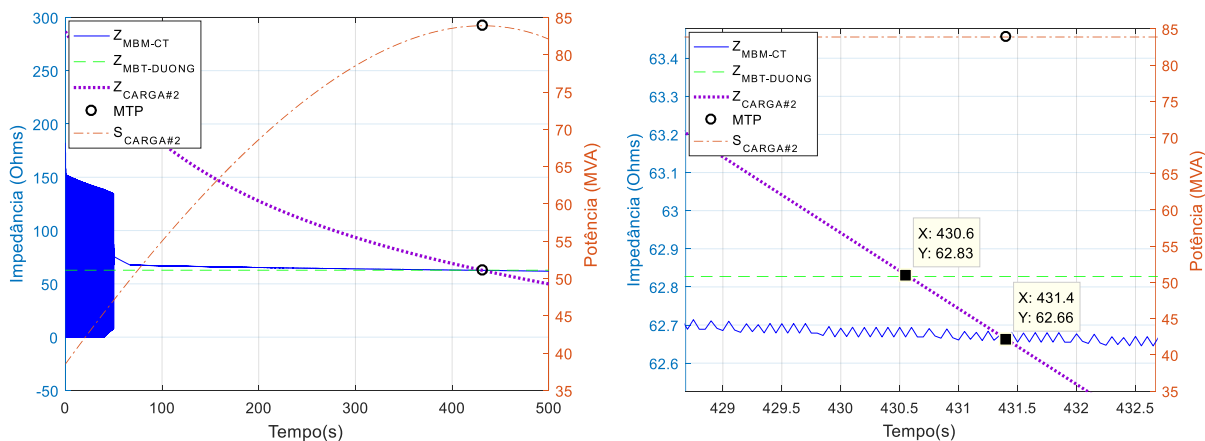


Figura 35. Sistema 2 Barras – Impedância Equivalente considerando $Z_{\text{GER}\#1} = jX_d = j0.146$. Nesse caso o RT foi desligado

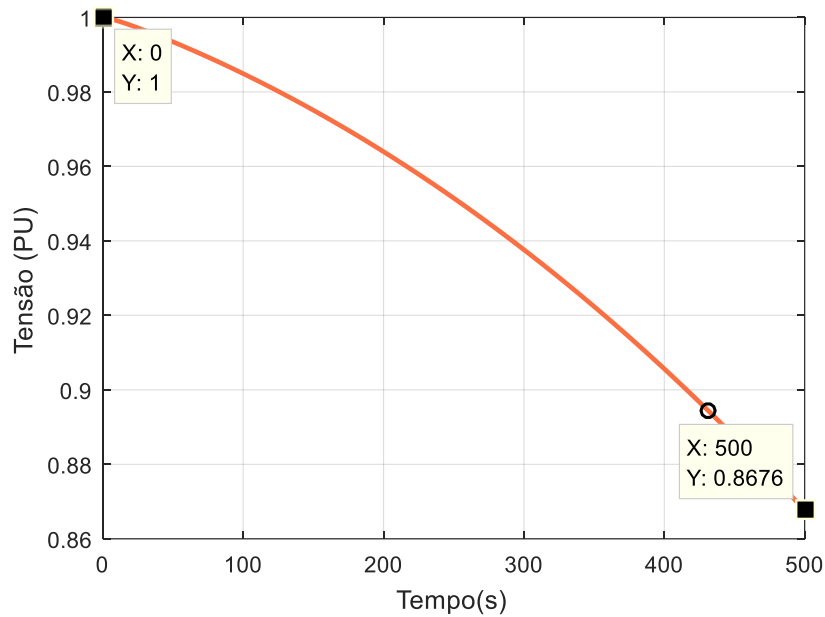


Figura 36. Tensão Terminal de G1 (Módulo) sem atuação do Regulador de Tensão – Sistema 2 Barras

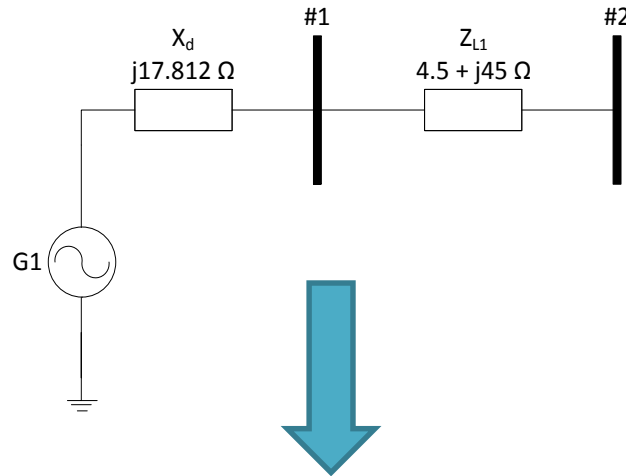
Na simulação da Figura 35 foi considerado como valor operacional da impedância do gerador o valor da reatância de regime permanente de eixo d (X_d). Nessa simulação percebe-se a influência do RT, uma vez que deixando de haver controle de tensão na barra terminal a estimação pelo MBT-DUONG intercepta a curva de $Z_{CARGA\#2}$ praticamente no instante de MTP, com erro de 0,27%. O MBM-CT mais uma vez acertou a estimação com alto grau de precisão.

Uma observação realizada, foi que comparando as Figura 27 e Figura 35 é possível verificar as diferenças entre as potências máximas alcançadas nos dois casos simulados:

- Com RT: Aproximadamente 110 MVA
- Sem RT: Aproximadamente 85 MVA

Esse resultado reflete a grande relevância do controle de tensão por parte dos geradores em prol de Estabilidade de Tensão e eficiência de um Sistema de Potência, como citado por [22, 11], uma vez que quase 25 MVA de capacidade deixaram de ser transmitidos para a Barra #2 por conta da ausência do controle de tensão e suporte de reativo por parte de G1. Comparando-se também as Figura 34 e Figura 36 pode-se verificar as diferenças de tensão terminal do gerador quando o RT é levado em consideração e não, respectivamente. Sem RT o Sistema

então possui uma margem de carregamento menor do que o caso com RT, e atinge tensões piores, levando em consideração o mesmo ponto de operação inicial.



$$Z_{EO\#2} = |Z_{L1} + jXd| = |4,5 + j45 + j17,821| = |4,5 + j62,821| \cong 62,98 \Omega$$

Figura 37. Cálculo analítico da impedância equivalente vista da Barra #2

Na Figura 37 foi realizado cálculo analítico da impedância vista da Barra #2 ($Z_{EQ\#2}$). Nessa ocasião em que RT foi desligado ambos os métodos tiveram boas estimativas.

Contudo vale lembrar que o problema de estimação por parte do MBT-DUONG ainda não está resolvido, uma vez que negligenciar os RTs dos geradores para realizar comparação dos métodos reflete uma análise de interesse estritamente acadêmico, pois na realidade os RTs estão em pleno funcionamento, e como supracitado, são imprescindíveis para otimização da Estabilidade de Tensão do Sistema, melhorando sua capacidade de carregamento, assim como para a qualidade do perfil de tensão do mesmo. Ou seja, o MBT-DUONG carece da informação da Impedância de Geração (Z_{FONTE}) em tempo real, considerando o RT em pleno funcionamento, para uma devida estimação da impedância equivalente vista de uma barra de carga. Vale lembrar que os estimadores de estado não disponibilizam essa informação.

Com base nessa necessidade, foi realizada uma busca na literatura sobre algum meio de realizar o monitoramento de impedâncias de máquinas síncronas em tempo real. No entanto foi verificado que o próprio MBM-CT poderia ser implementado para essa aplicação caso fosse prevista a existência de PMUs de Tensão e Corrente nos geradores. Como descrito na seção 3.2, o MBM-CT precisa apenas do conhecimento dos fasores de tensão e corrente de uma barra

de carga para conseguir estimar a impedância (considerando resistência nula) do sistema à montante. Nesta ocasião de interesse, o que iria “alimentar” o MBM-CT para estimação das impedâncias à montante das barras terminais dos geradores seriam os PMUs de tensão e corrente instalados no local. O diagrama da Figura 38 abaixo mostra, para o caso 2 Barras, como ficariam alocados os PMUs, para que fosse possível estimar tanto a impedância equivalente vista da Barra #2, quanto à impedância equivalente vista da Barra #1 do gerador:

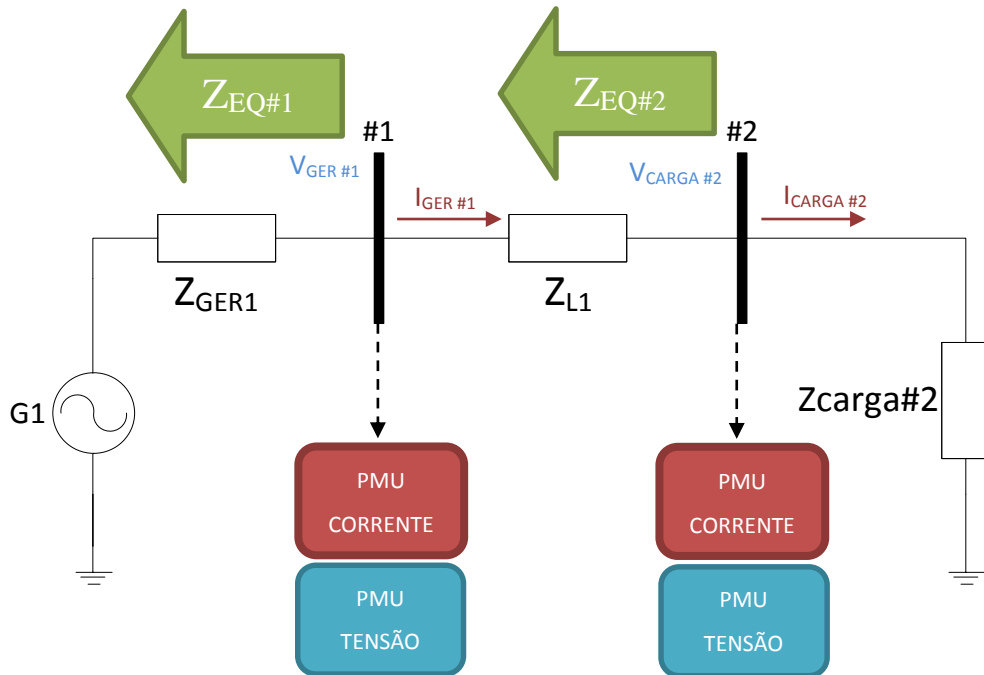


Figura 38. Implementações de PMU para utilizar MBM-CT na estimação da $Z_{EQ\#1}$ em tempo real

Dessa forma através da utilização das medidas fasoriais $V_{GER\#1}$ e $I_{GER\#1}$ será possível estimar $Z_{EQ\#1}$, que é a $Z_{FONTE\#1}$, e através das medidas fasoriais $V_{CARGA\#2}$ e $I_{CARGA\#2}$, estimar $Z_{EQ\#2}$, que é a Z_{MBM-CT} , que já tem sido calculada nos casos analisados até o momento.

Uma grande vantagem de utilizar o MBM-CT com essa finalidade é sobre a credibilidade dos resultados, uma vez que foi exaustivamente testado para várias ocasiões sistêmicas, como em [32], inclusive para condições de atuação de OEL. Dessa forma na ocasião de atuação de OEL das máquinas, o MBM-CT seria capaz de realizar a correta estimação, contabilizando dessa forma a conexão em série da impedância síncrona com o restante do sistema.

- **RT Ligado:**

A seguir será simulado novamente o Sistema 2, realizando o crescimento da carga da Barra #2 até que ocorra a MTP. No entanto será considerado como impedância do gerador o valor estimado pelo MBM-CT.

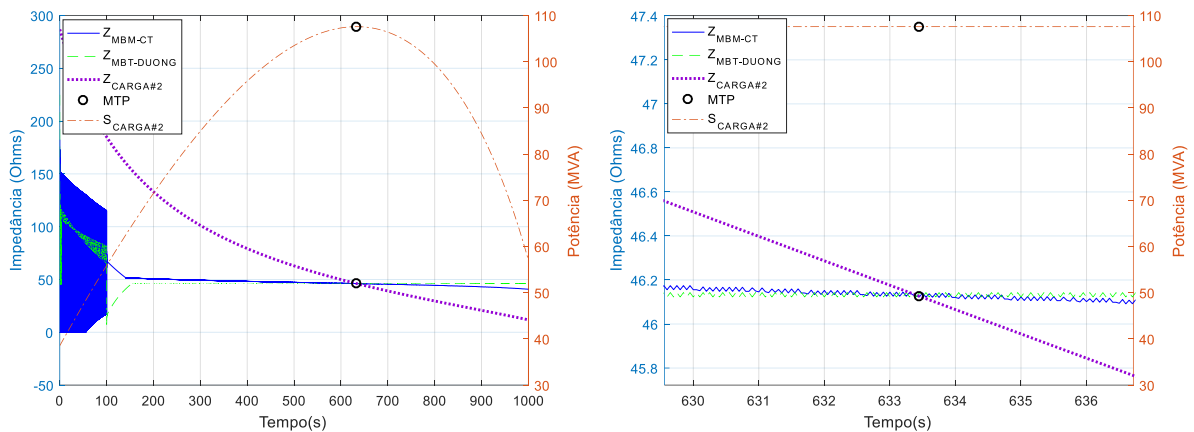


Figura 39. Sistema 2 Barras – Impedância Equivalente considerando $Z_{GER1} = Z_{EQ\#1}$, calculada via MBM-CT

Na Figura 39 percebe-se que utilizar o valor estimado por MBM-CT ($Z_{EQ\#1}$) para contabilizar a impedância atrás da barra de geração #1 (vide Figura 38), com o objetivo de auxiliar na estimação do MBT-DUONG, se mostrou bastante eficiente, uma vez que nesta ocasião o casamento de $Z_{CARGA\#2}$ com $Z_{MBT-DUONG}$ ocorreu praticamente da MTP. Dessa maneira, a partir do suporte do MBM-CT para aplicação de obter $Z_{EQ\#1}$, o MBT-DUONG se mostrou equiparável ao MBT na estimação de $Z_{EQ\#2}$ (vide Figura 38).

A seguir encontra-se na Figura 40 o valor da impedância estimada $Z_{EQ\#1}$ em tempo real a partir do MBM-CT. Percebe-se que até por volta de 100 segundos ocorre uma grande variação do valor estimado. Esse período corresponde ao tempo necessário para convergência do algoritmo, o qual é verificado também para as simulações em que o MBM-CT não é utilizado com a finalidade atual. Outro detalhe interessante é esse valor varia à medida que a máquina varia seu carregamento. Para exemplificar isso na Figura 40 foram destacados dois instantes aleatórios (162.8s e 246.8s) e os valores estimados foram distintos.

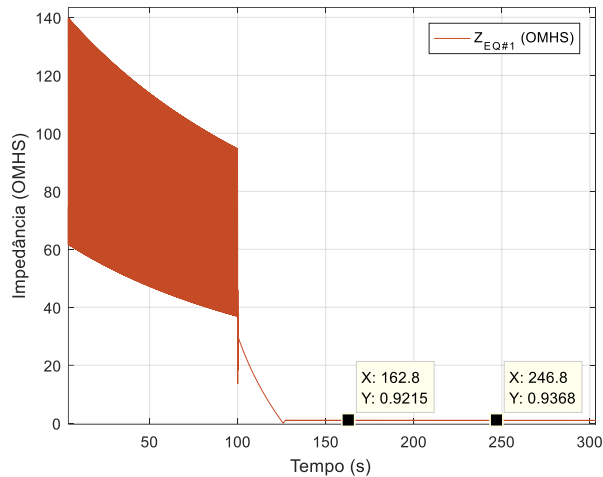


Figura 40. Sistema 2 Barras – Impedância Equivalente $Z_{EQ\#1}$ em tempo real, calculada via MBM-CT

Para realização de comparação direta entre considerar ou não um valor para impedância de geração ($Z_{EQ\#1}$), a Figura 41 foi produzida. Nesse caso a diferença foi pequena porque a queda na tensão durante o tempo não foi muito elevada, como mostrado na Figura 34. No entanto essa diferença pode ser maior, dependendo do caso, o que faria uma grande diferença contabilizar ou não uma impedância de geração para implementação do MBT-DUONG.

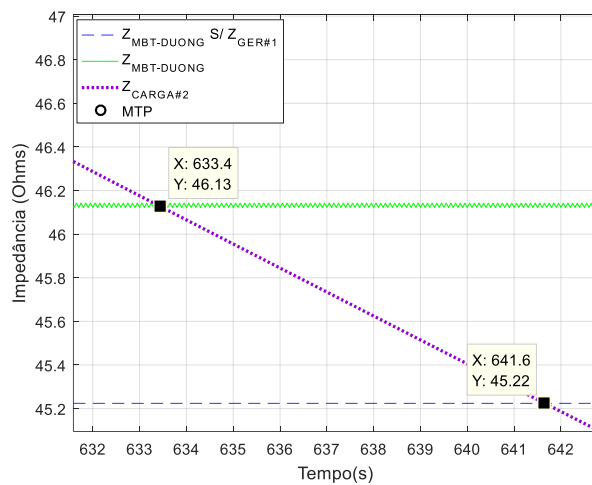


Figura 41. Sistema 2 Barras – Comparação de estimativa via MBT-DUONG considerando $Z_{EQ\#1}$ ou nenhum valor para a impedância de geração

- **RT Desligado:**

Outra simulação que fora realizada para analisar a real eficiência do MBM-CT para aplicação de monitoramento de impedâncias de geradores, foi novamente o Sistema 2 Barras,

no entanto considerando que o regulador de tensão de G1 está desabilitado. Os resultados de simulação encontram-se a seguir:

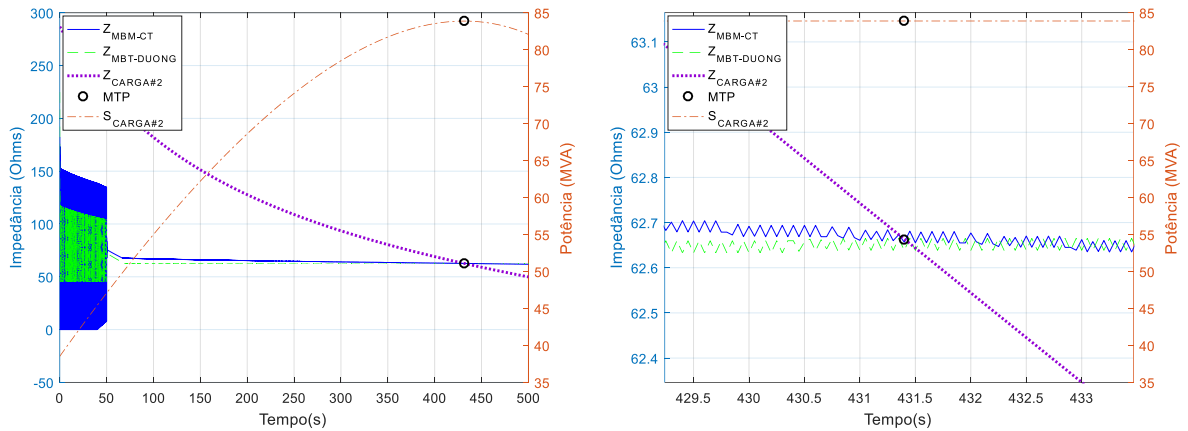


Figura 42. Sistema 2 Barras – Impedância Equivalente considerando $Z_{EQ\#1}$, calculada via MBM-CT (Sem Regulador de Tensão)

Constata-se mais uma vez que a estimação através do MBT-DUONG teve boa performance ao considerar $Z_{EQ\#1}$ como impedância de geração, pois novamente o casamento de $Z_{MBT-DUONG}$ com $Z_{CARGA\#2}$ ocorreu praticamente no momento de MTP, como pode ser visto na Figura 42. Nessas condições o MBT-DUONG se equipara em desempenho ao MBT-CT, que como nos demais casos até esse ponto do trabalho, vem demonstrando grande eficiência em determinar a MTP. A seguir é mostrado na Figura 43 o valor de impedância estimada ($Z_{EQ\#1}$) pelo MBM-CT para esse caso em que o RT foi desligado:

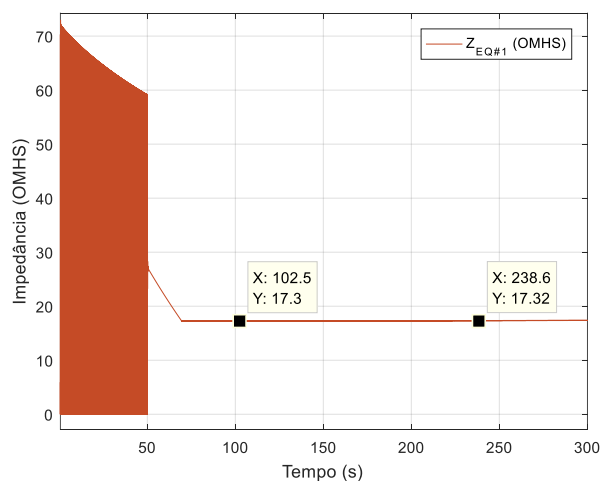


Figura 43. Sistema 2 Barras – Impedância Equivalente $Z_{EQ\#1}$ em tempo real, calculada via MBM-CT (Sem Regulador de Tensão)

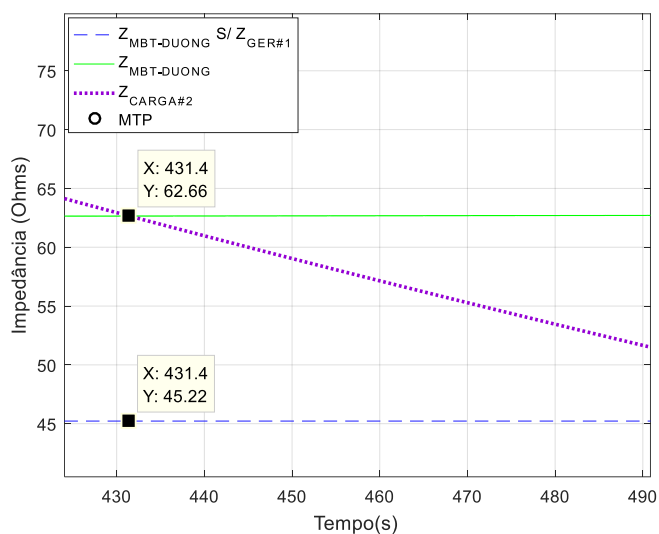


Figura 44. Sistema 2 Barras – Comparação de estimação via MBT-DUONG considerando $Z_{\text{EQ}\#1}$ ou nenhum valor para a impedância de geração (Sem Regulador de Tensão)

Na comparação realizada na Figura 44 é percebida a diferença em se levar em consideração uma impedância de geração. Diferentemente do caso em que o RT está em pleno funcionamento (Figura 41), a consideração para este se mostrou essencial.

4.2.2 Sistema Didático – 3 Barras

Uma vez verificado o devido funcionamento do MBM-CT para a nova aplicação, de monitorar a impedância de geração (Z_{FONTE}) de uma barra de geração em tempo real para o caso 2 Barras, o mesmo será implementado no Sistema Didático, inicialmente considerado.

Nesse caso, o MBM-CT será aplicado nas três barras do Sistema Didático, vide Figura 22. Para as Barras #1 e #2, com aplicação de obter a impedância de geração $Z_{\text{FONTE}\#1}$ e $Z_{\text{FONTE}\#2}$, e para a Barra #3 com a aplicação de obter a impedância equivalente do sistema.

Nas simulações a seguir foi incluído um gráfico que mostra a impedância estimada pelo MBT-DUONG desconsiderando a contabilização das impedâncias de geração de G1 e G2. Dessa forma é possível analisar diretamente as duas ocasiões.

- Com RT:

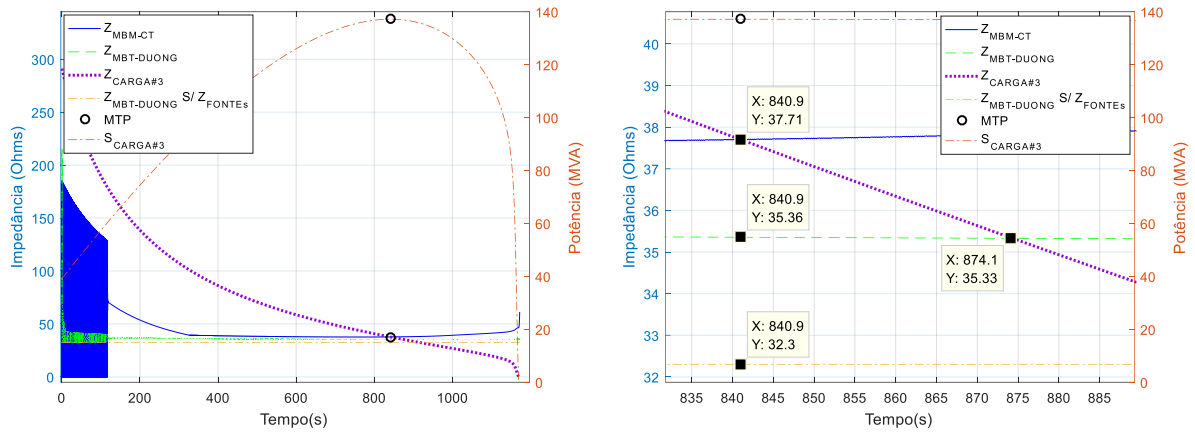


Figura 45. Sistema Didático – Impedância Equivalente $Z_{MBT-DUONG}$, considerando $Z_{FONTE\#1}$ e $Z_{FONTE\#2}$ calculadas via MBM-CT

Na Figura 45 é verificado que efetivamente as contabilizações das impedâncias de geração ($Z_{FONTE\#1}$ e $Z_{FONTE\#2}$) contribuíram para o aperfeiçoamento da estimação via MBT-DUONG, quando comparada ao caso em que nenhum valor foi considerado. No entanto percebe-se que ainda existe um desvio do casamento entre $Z_{CARGA\#3}$ e $Z_{MBT-DUONG}$ em relação ao momento de MTP. O erro de estimação foi de aproximadamente 6,3%. A seguir, Figura 46, encontram-se as impedâncias estimadas durante o tempo simulado:

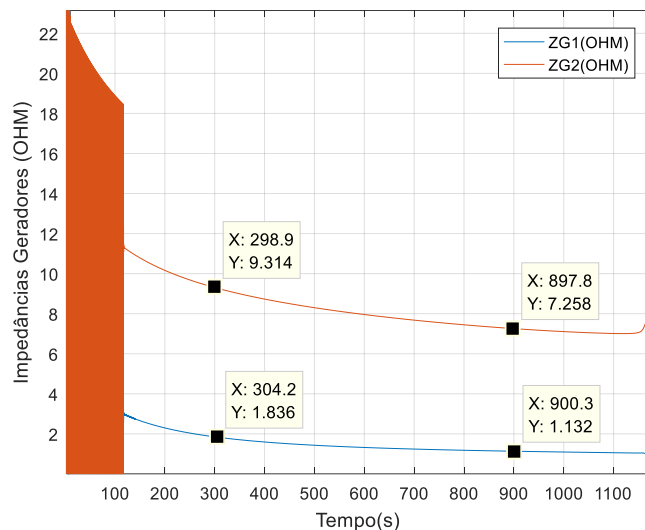


Figura 46. Sistema 3 Barras – Impedâncias Equivalentes $Z_{FONTE\#1}$ e $Z_{FONTE\#2}$ em tempo real, calculadas via MBM-CT

Até o momento tem sido escolhido como taxa de crescimento para as cargas o valor de 0.5%/segundo, considerando um passo de integração de 50 ms, ou 1200 amostras por segundo. Em [14] relata que o algoritmo MBM-CT apresenta resultados mais precisos à medida que a taxa de amostragem aumenta, uma vez que as medições sucessivas se encontram mais próximas. Dessa forma a simulação anterior foi repetida com um passo de integração menor, igual a 20ms, valor este igual ao considerado em [14] para melhor precisão. Os resultados obtidos encontram-se nas Figura 47 e Figura 48 a seguir:

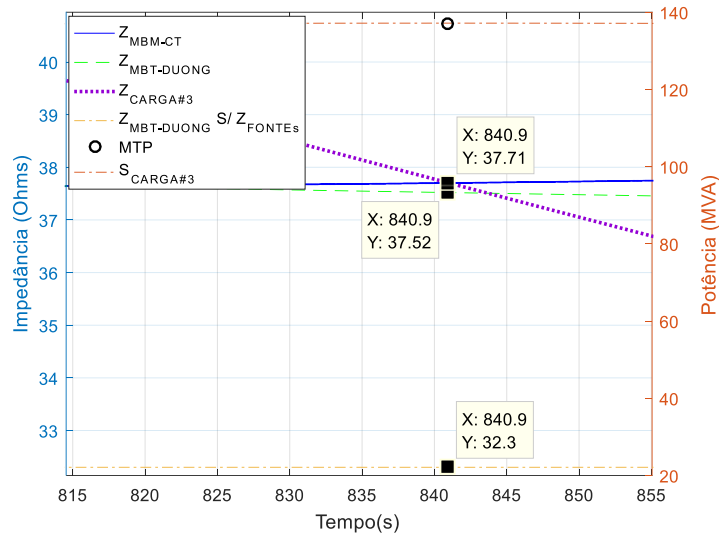


Figura 47. Sistema Didático – Impedância Equivalente $Z_{MBT-DUONG}$, considerando $Z_{FONTE\#1}$ e $Z_{FONTE\#2}$ calculadas via MBM-CT (Passo de Integração igual a 0.02s)

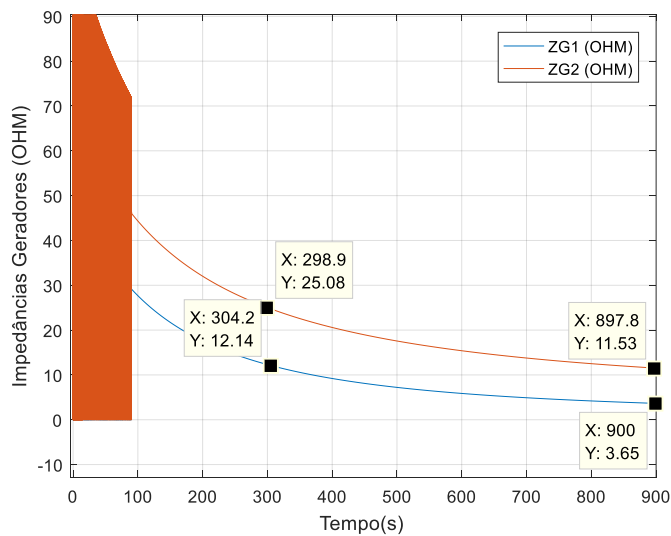


Figura 48. Sistema 3 Barras – Impedâncias Equivalentes $Z_{FONTE\#1}$ e $Z_{FONTE\#2}$ em tempo real, calculadas via MBM-CT (Passo de Integração igual a 0.02s)

Comparando os resultados obtidos nas Figura 45 e Figura 47 percebe-se que realmente a estimação foi aprimorada, mostrando com isso que realmente a definição de uma taxa de amostragem maior para o MBM-CT melhora as respostas obtidas. Nas Figura 46 e Figura 48 são mostrados os valores estimados em tempo real para as impedâncias $Z_{\text{FONTE}\#1}$ e $Z_{\text{FONTE}\#2}$ para os dois passos de integração considerados. Nas figuras supracitadas foram feitos destaques nos mesmos instantes de tempo, onde é possível constatar que os valores estimados foram diferentes, explicando, portanto, as estimações pelo MBT-DUONG diferente nos dois casos.

Dessa forma, para as demais simulações que se seguem neste trabalho, a taxa de crescimento considerada será a de 0.5%/s, tanto para potência ativa como reativa, o que assegura um crescimento mantendo fator de potência constante, e um passo de integração (PASSO) igual à 20ms.

Mesmo com o aprimoramento da estimação feita por MBT-DUONG, através do suporte do MBM-CT, verifica-se na Figura 47 que ainda existe uma diferença do casamento de $Z_{\text{MBT-DUONG}}$ com $Z_{\text{CARGA}\#3}$, em relação ao ponto da MTP, diferente de $Z_{\text{MBM-CT}}$. Essa distância pode ser explicada pelo fato do MBM-CT estimar o valor em módulo da impedância equivalente vista de uma barra, não discriminando, portanto, as partes resistiva e reativa. Em sua aplicação convencional de identificar o ponto de MTP, que é feita com base na comparação dos módulos das impedâncias da carga ($Z_{\text{CARGA}\#3}$) e equivalente do sistema ($Z_{\text{MBM-CT}}$), essa característica não implica em nenhuma complicação. Essa afirmação pode ser constatada nas simulações dos sistemas “2 Barras” e “Didático” até esse momento, nas quais em todas identificou, com alta precisão, a ocorrência da MTP.

No entanto quando o MBM-CT é aplicado para monitorar as Impedâncias de Geração, como supracitado, os valores encontrados se associam em série com os circuitos conectados às barras de Geração, e como também supracitado, a impedância de geração é diferente da impedância síncrona do gerador, o que quer dizer que não necessariamente possui natureza reativa como os valores operacionais das máquinas síncronas. Dessa forma, os valores de impedância de geração estimadas por MBM-CT podem ter alguma parcela resistiva. Como não é possível, através do MBM-CT, realizar a divisão da impedância em componentes complexos, para as análises consideradas será considerado que o valor estimado é puramente reativo, ou seja, os valores de impedâncias de geração estimadas serão uma impedância imaginária pura em série com o restante do sistema.

Com o objetivo de confirmar a eficiência do MBM-CT independentemente da atuação do OEL, será simulado a seguir o “Sistema Didático” considerando que o RT está desabilitado e PASSO = 20ms. Os resultados estão dispostos nas Figura 49 e Figura 50 a seguir:

- Sem RT:

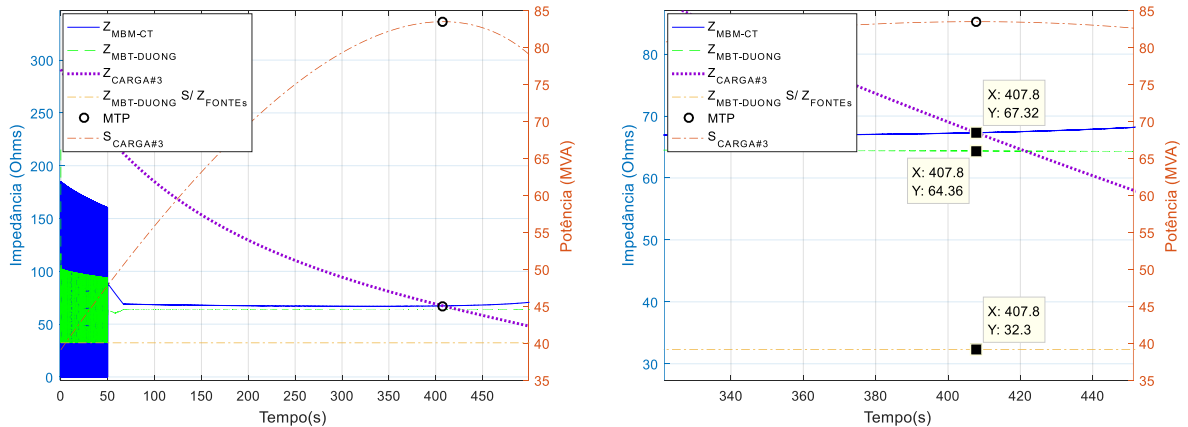


Figura 49. Sistema Didático – Impedância Equivalente $Z_{MBT-DUONG}$, considerando $Z_{FONTE\#1}$ e $Z_{FONTE\#2}$ calculadas via MBM-CT (Sem Regulador de Tensão e Passo de Integração de 20ms)

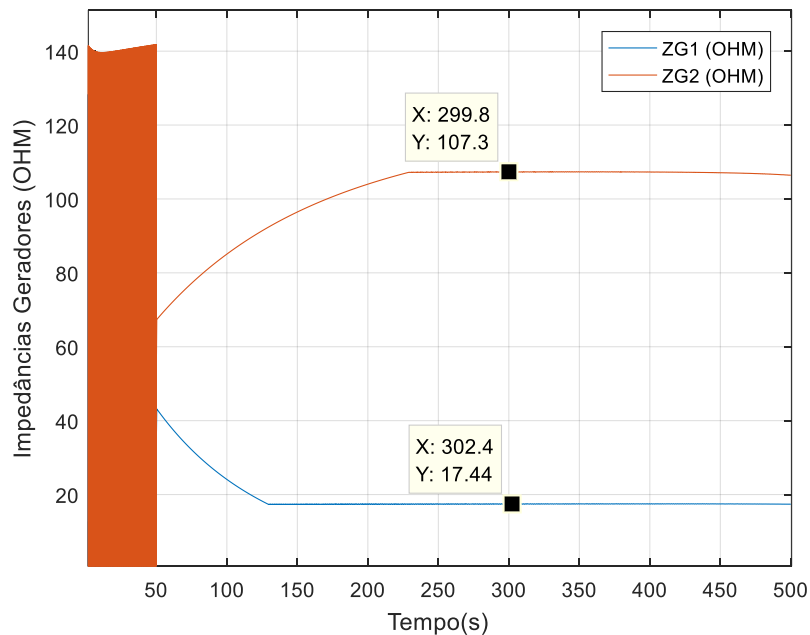


Figura 50. Sistema Didático – Impedâncias Equivalentes $Z_{FONTE\#1}$ e $Z_{FONTE\#2}$ em tempo real, calculadas via MBM-CT (Sem Regulador de Tensão e Passo de Integração de 20ms)

Os valores estimados para $Z_{FONTE\#1}$ e $Z_{FONTE\#2}$ se mostram bastante coerentes, uma vez que o RT está desabilitado e com isso a impedância à montante da barra de geração seria um dos

valores operacionais. Para esse caso simulado $Z_{\text{FONTE}\#1}$ é próximo à $X_{dG1} = 17,67$ ohms e $Z_{\text{FONTE}\#2}$ se aproxima bastante de $X_{dG2} = 108,4$ ohms, ou seja, os valores de Regime Permanente de eixo direto.

- **Rampeamento positivo e negativo do carregamento da Máquina:**

Com o intuito de analisar a sensibilidade da estimação de impedâncias de geração a partir do MBM-CT, foi realizada simulação em que os geradores são submetidos na metade do período de simulação considerado (de 0 - 100 segundos) à uma rampa positiva de crescimento de carga, e na outra metade do tempo de simulação (de 100 – 200 segundos), à uma rampa negativa de crescimento de seu carregamento. Na Figura 51 são mostradas as variações de carregamento submetidas aos geradores G1 e G2 durante o período de simulação considerado (200s).

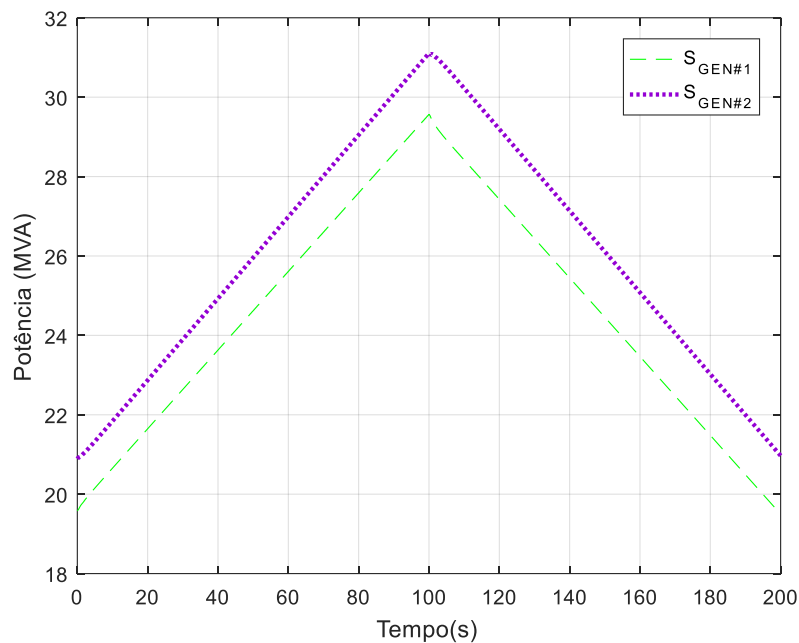


Figura 51. Sistema Didático – Rampas de Carregamento submetidas aos geradores G1 e G2 para análise da sensibilidade do MBM-CT no monitoramento das impedâncias de geração

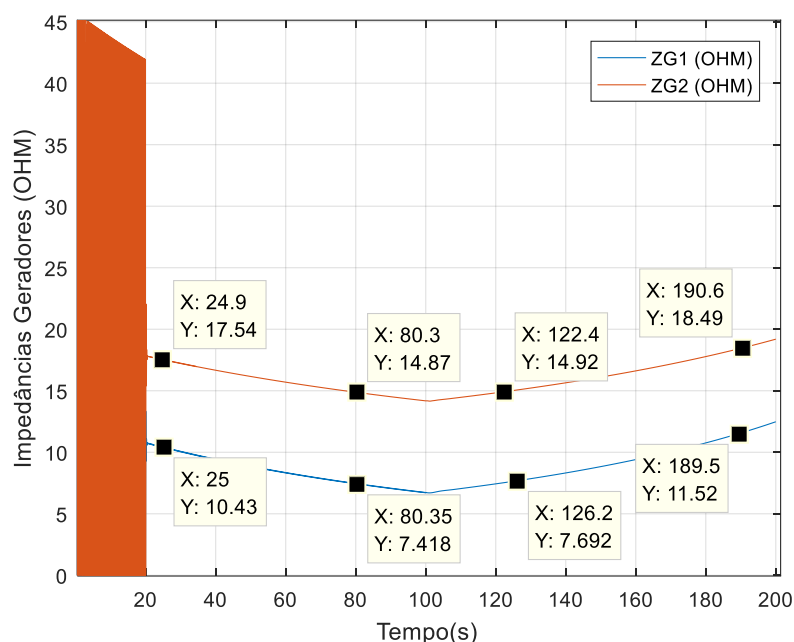


Figura 52. Sistema Didático – Impedâncias Equivalentes $Z_{\text{FONTE}\#1}$ e $Z_{\text{FONTE}\#2}$ em tempo real, calculadas via MBM-CT (Sensibilidade à rampas de carga positiva e negativa)

Percebe-se na Figura 52 que o MBM-CT mostrou uma coerência em sua estimaco, pois à medida que seu carregamento cresce, no período de 0 a 100 segundos, as impedâncias de gerao $Z_{\text{FONTE}\#1}$ e $Z_{\text{FONTE}\#2}$ decresceram, e no período em que seu carregamento foi decrescendo, as impedâncias estimadas voltaram a crescer. Além nos mostrar uma estimaco lógica, essa simulaco nos informa que à medida que o carregamento aumenta, a impedância à montante do gerador tende a diminuir, e ao contrário, caso seu carregamento diminua, tudo isso sob a atuao do Regulador de Tenso.

- **Rampa de carregamento positivo seguido de carregamento fixo:**

Como última análise sobre a eficiência do MBM-CT na aplicao de monitoramento da impedância de gerao, foi realizado rampeamento positivo na primeira metade do tempo de simulaco considerado (de 0 - 100 segundos), e na segunda metade (de 100 - 200 segundos) os carregamentos de ambos geradores se mantiveram constantes, através da manuteno da carga fixa nesse período. Na Figura 53 so mostrados os perfis de carregamento de G1 e G2 ao longo da simulaco e na Figura 54 as impedâncias de gerao estimadas.

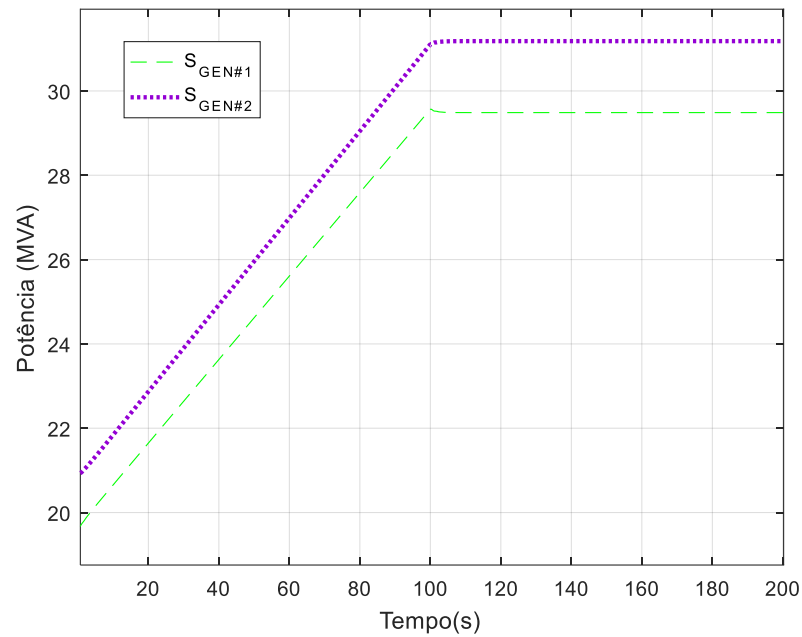


Figura 53. Sistema Didático – Rampas de Carregamento positiva seguida de carregamento constante por parte dos geradores G1 e G2 para análise da sensibilidade do MBM-CT na estimação

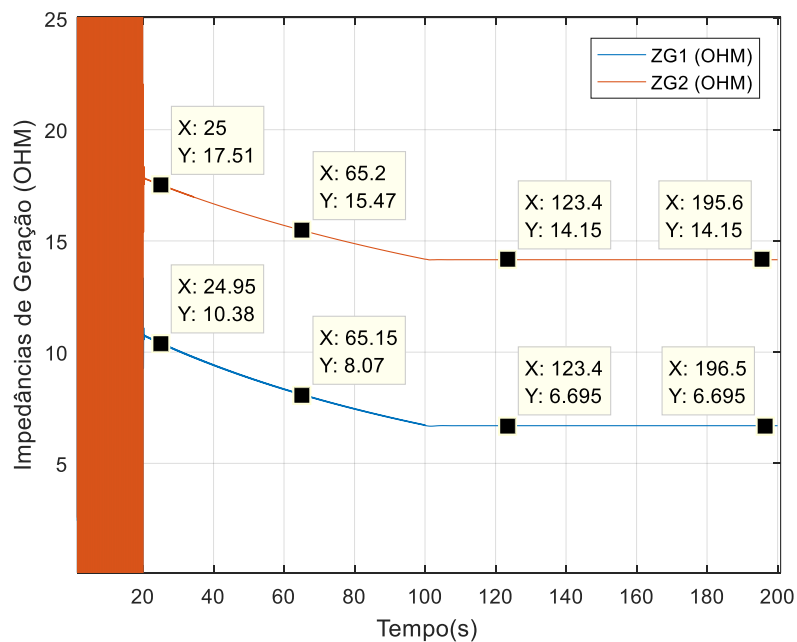


Figura 54. Sistema Didático – Impedâncias Equivalentes $Z_{\text{FONTE}\#1}$ e $Z_{\text{FONTE}\#2}$ em tempo real, calculadas via MBM-CT (Sensibilidade a rampa de carga positiva seguida de carregamento fixo)

Mais uma vez as estimações realizadas por MBM-CT se mostraram coerentes, pois quando os geradores foram sujeitos à uma variação positiva de seus carregamentos, a impedância estimada sofreu um decréscimo, analogamente ao que ocorrera nas simulações anteriores a essa,

e quando o carregamento se manteve constante, a partir de 100 segundos, o valor estimado também estacionou.

Dessa maneira o MBM-CT será utilizado como auxílio para o MBT-DUONG em suas estimações, visto que nos moldes em que foi previsto em [16] e [13] possui a deficiência de não considerar, para a topologia dos sistemas analisados, a contabilização dos valores de impedância de geração, que como mostrado nas simulações, se mostraram imprescindíveis para uma estimativa da MTP mais coerente com a realidade.

4.3 Tipos de Carga

Como supracitado, um dos objetivos do Sistema Didático é o de analisar o desempenho dos algoritmos MBT-DUONG e MBM-CT de acordo com o tipo de carga que é considerada no sistema em que os mesmos são implementados. Por isso, nas seções 4.3.1, 4.3.2 e 4.3.3 são considerados os tipos de mais comuns na literatura que são Potência Constante (P_{CTE}), Corrente Constante (I_{CTE}) e Impedância Constante (Z_{CTE}), respectivamente, e na seção 4.3.4 foi realizada simulação com uma carga de natureza ZIP, pois foi considerado para a parcela da Potência Ativa a característica de I_{CTE} , e para a parcela de Potência Reativa a característica de Z_{CTE} . Este último modelo foi utilizado em [38] por representar de forma mais real o comportamento da carga de um sistema de energia.

Dessa maneira pretende-se realizar uma avaliação sobre a eficiência dos métodos supracitados quanto aos tipos de carga a serem consideradas.

Na seção 4.2, para avaliar as estimativas de impedância equivalente obtidas pelos métodos em análise, foi realizado o monitoramento do módulo da impedância da carga de interesse, juntamente com os valores de impedância equivalentes estimados pelos mesmos. Dessa forma o momento da ocorrência da MTP seria conhecido quando os valores de impedância da carga e impedância equivalente estimada se interceptassem ao longo da simulação. Com isso, monitorando também a potência da barra de carga, pôde-se constatar qual dos valores estimados proporcionou um casamento com a impedância da carga mais próximo do maior consumo efetivo da carga.

Embora seja um método eficiente no sentido de conseguir detectar o momento de MTP, o mesmo não é capaz de informar ao operador do sistema elétrico a quantidade de potência que ainda pode ser enviada para a Porta em monitoramento. Dessa forma, monitorar a Estabilidade de Tensão somente com esse tipo de indicador dificulta a tomada de decisão por parte do operador sobre o melhor momento para acionar medidas protetivas para o sistema no âmbito da Estabilidade de Tensão. Por isso, além desse tipo de indicação, serão utilizados os indicadores de “Máxima Potência Estimada”, através do Equivalente do sistema calculado a cada passo de integração, e “Margem de Potência”, pois uma vez conhecida a Máxima Potência Estimada transferível para uma barra de carga, e da potência consumida à cada instante, obtida através de medidas fasoriais de tensão e corrente, pode-se obter quanto o sistema pode ainda fornecer para uma determinada barra. Esses dois indicadores foram descritos na seção 2.5.

4.3.1 Caso 1: Carga do Tipo Potência Constante

A seguir, nas Figura 55, Figura 56 e Figura 57 encontram-se os resultados obtidos para os MBT-DUONG e MBM-CT, considerando a carga da Barra #3 do tipo Potência Constante.

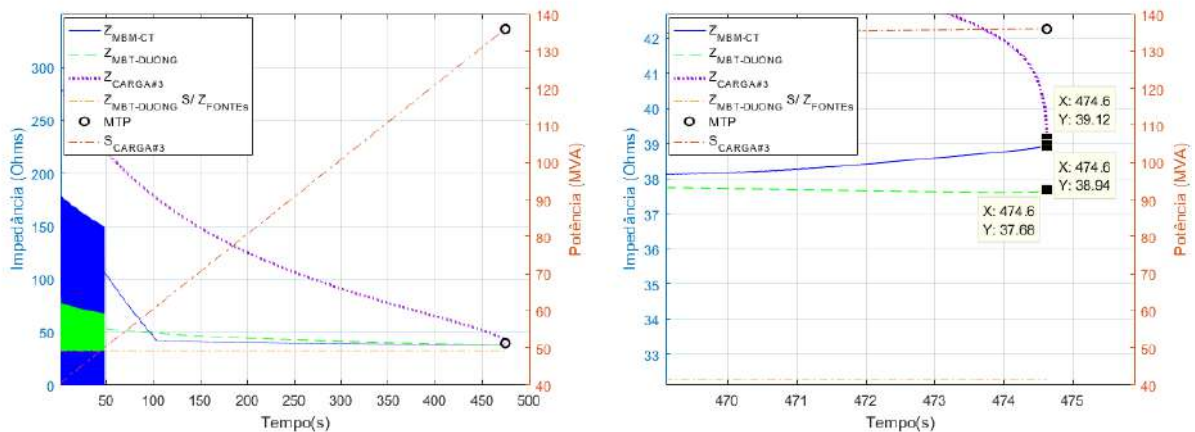


Figura 55. Sistema Didático – Monitoramento do Casamento da Impedância da Carga, com os valores estimados por MBT-DUONG e MBM-CT (Carga P_{CTE})

Na Figura 55 verifica-se que ambos os métodos realizam estimações que indicaram uma efetiva aproximação da MTP, momento este que foi destacado pelo indicador circular sobre as curvas de Impedância e Potência da carga. Constata-se essa aproximação através da figura 36b, onde foi realizada uma aproximação do ponto de MTP. A Tabela 5 a seguir apresenta os erros de estimacão de cada um dos métodos, com base no valor da impedância de carga na MTP:

Tabela 5. Comparação dos Erros de Estimação pelos MBT-DUONG e MBM-CT (Carga P_{CTE})

Método	Impedância MTP (Ω)	Erro Absoluto (Ω)	Erro Relativo (%)
MBT-DUONG	37,68	1,44	3,68
MBM-CT	38,94	0,18	0,46
Impedância da Carga na MTP (Referência): 39,12 Ω			

Percebe-se que os erros relativos são baixos para ambos métodos, no entanto mais uma vez o MBM-CT mostrou maior precisão que o MBT-DUONG, agora para cargas no sistema do tipo P_{CTE}. O erro associado ao MBM-CT pode estar relacionado a um ajuste fino do parâmetro de sintonia do algoritmo **k**, enquanto que o erro associado ao MBT-DUONG pode estar relacionado ao valor utilizado como impedância de geração, uma vez que o MBM-CT estima o valor modular da impedância à montante, e a impedância real da máquina como os seus controles associados, pode ter uma característica não puramente reativa.

Na Figura 56 é mostrado o indicador “Margem de Potência” para cada um dos métodos em questão, e com o intuito de analisar a proximidade de cada estimacão com a realidade ao longo do crescimento de carga no Sistema Didático, foi plotada também a “Margem de Potência Real” (MPR), que somente é disponível no ambiente de simulação computacional, uma vez que é possível conhecer antes da aplicação dos algoritmos o momento exato de MTP, assim como do valor máximo de potência que foi transferido para a carga em análise. De antemão dessa informação, e da potência demandada pela carga a cada passo de integração, é possível então determinar a MPR para cada instante de tempo.

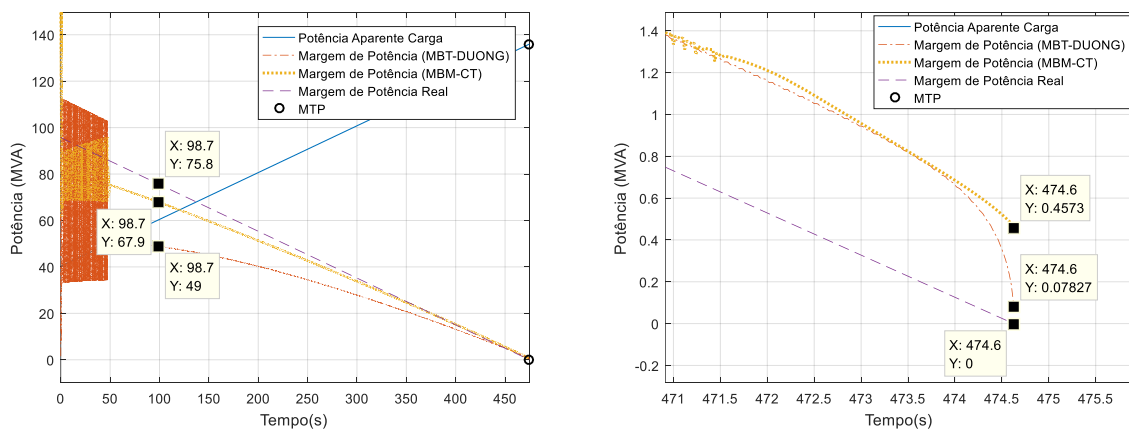


Figura 56. Sistema Didático – Monitoramento das Margens de Potência estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT, com Margem de Potência Real (Carga P_{CTE})

É verificada na Figura 56 que no momento da MTP o indicador referente ao MBT-DUONG se aproxima mais da realidade do que a estimaco referente ao MBM-CT. No entanto, como na realidade o operador precisa tomar uma deciso protetiva para o sistema antes de uma efetiva proximidade da MTP, pode-se dizer que o MBM-CT possui uma certa superioridade de estimaco, pois sua curva de margem de potência se aproxima mais da curva real (curva tracejada), ao levar em conta a simulaco como um todo. Essa afirmaco  constatada através do instante de tempo (98,7 s) destacado na Figura 56, que mostra a MPR (75,8 MVA) e as margens de potência pelos MBM-CT (67,9 MVA) e MBT-DUONG (49 MVA).

Dessa forma, para realizaco de uma comparaco que leve em conta todo o período de simulaco ser calculado o “Erro Quadrtico Médio” (EQM), como fora realizado em [10], o qual ir fornecer a medida do erro de previso de cada método, em funo da Margem de Potência Real. O EQM possui a formulaco descrita na equaco (50) a seguir:

$$EQM = \frac{\sum_{i=1}^n (Margem_{Real,i} - Margem_{Estimada,i})^2}{n} \quad (50)$$

Realizando-se os cculos dos erros para o caso em que a carga  do tipo P_{CTE} , temos os valores de EQM descritos na Tabela 6.

Tabela 6. Erros Quadrticos Médios das Margens de Carregamento – Carga P_{CTE}

Método	EQM (MVA²)
MBT-DUONG	196,84
MBM-CT	15,41

Através da Tabela 6 ratifica-se que o erro promovido pelo MBM-CT é menor do que o obtido por MBT-DUONG quando se considera todo período simulado. Cabe ressaltar que para o cculo destes erros, o período de convergência do MBM-CT foi negligenciado.

Na Figura 57 so explicitadas as Potências Aparentes Mximas Estimadas por cada método. Percebe-se que em ambas estimaces o mximo carregamento é aumentado ao longo do tempo. Essa variao em um sistema to simples por ser explicada pelo fato das Impedâncias de Gerao $Z_{FONTE\#1}$ e $Z_{FONTE\#2}$ (vide Figura 59), respectivamente dos geradores G_1 e G_2 , diminuirm com o aumento do carregamento das mquinas. Dessa forma a impedância equivalente vista da Barra #3 diminui, aumentando, portanto, a capacidade de carregamento do sistema. Na Figura 58 foi plotada novamente a impedância estimada pelo MBM-CT, mas agora

destacando alguns valores sucessivos estimados de modo a confirmar o fato da impedância equivalente estar diminuindo com o crescimento da geração dos geradores do sistema.

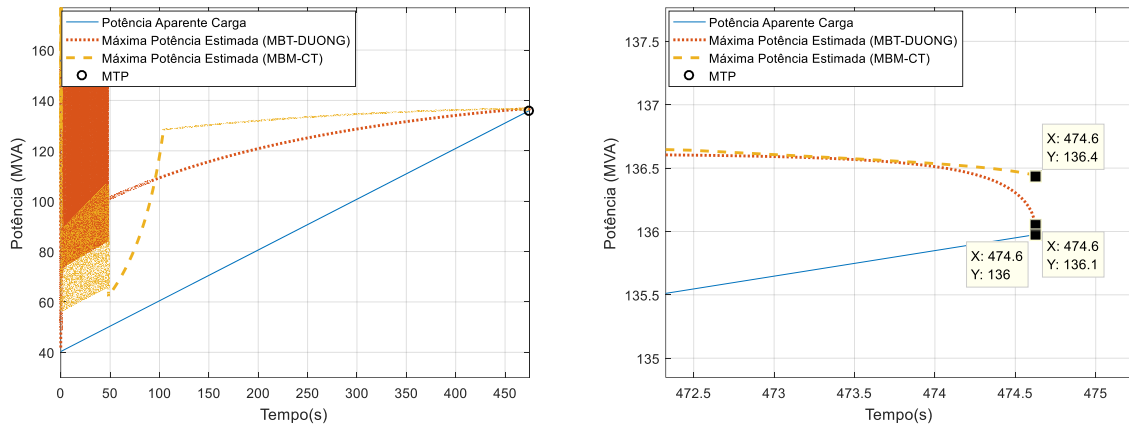


Figura 57. Sistema Didático – Monitoramento das Máximas Potências estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT, com Potência Aparente da Carga (Carga P_{CTE})

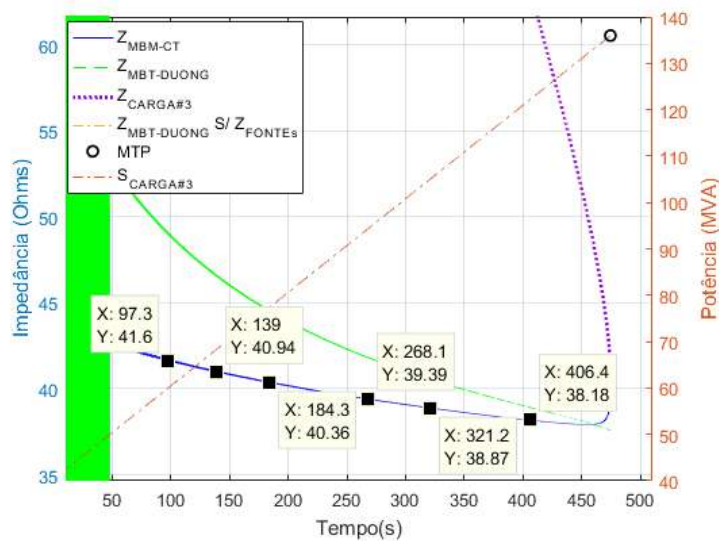


Figura 58. Impedância Equivalente vista da Barra #3 pelos MBM-CT e MBT – à medida que os carregamentos das máquinas vão aumentando, a impedância equivalente vai diminuindo

As impedâncias de geração estimadas na Figura 59 mostraram um comportamento dentro do esperado, uma vez que estão diminuindo com o aumento do carregamento de seus respectivos geradores, como mencionado na seção 4.2.2.

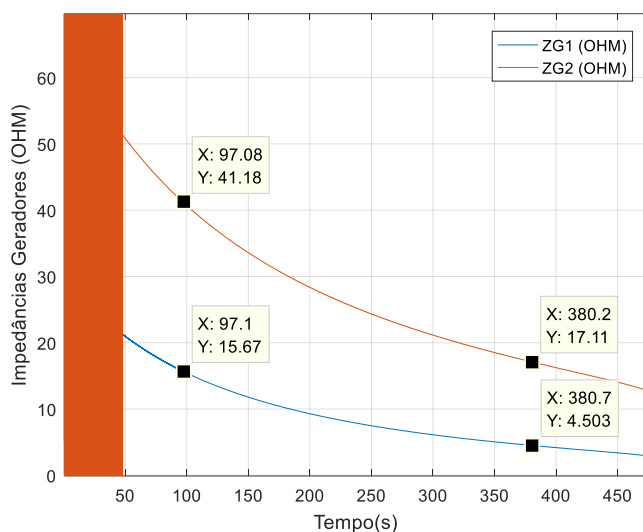


Figura 59. Valores estimados das Impedâncias de Geração $Z_{\text{FONTE}\#1}$ e $Z_{\text{FONTE}\#2}$ utilizando MBM-CT (Carga P_{CTE})

4.3.2 Caso 2: Carga do Tipo Corrente Constante

Nesse momento, a simulação do Caso 1 foi repetida, considerando, no entanto, a carga da Barra #3 como do tipo I_{CTE} . Os resultados obtidos encontram-se nas Figura 60, Figura 61 e Figura 62.

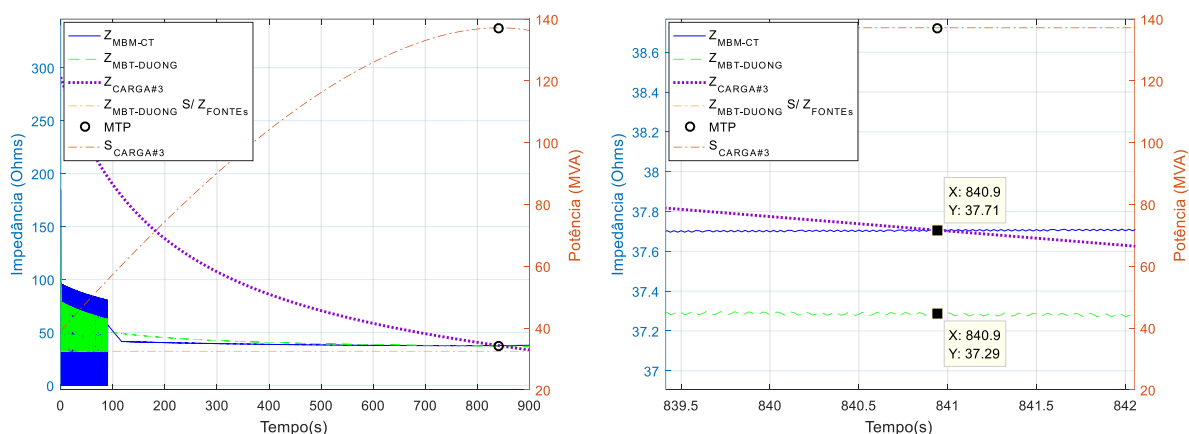


Figura 60. Sistema Didático – Monitoramento do Casamento da Impedância da Carga, com os valores estimados por MBT-DUONG e MBM-CT (Carga I_{CTE})

Percebe-se que para esse caso ambos sistemas tiveram estimações de Impedância equivalente que se aproximaram da MTP. No caso do MBM-CT, como pode ser constatado na Figura 60, o mesmo realizou uma estimaco exata ao se considerar duas casas decimais. Na

Tabela 7 são visualizados os erros de estimação da MTP de cada método, com base no valor da impedância de carga no momento da MTP.

Tabela 7. Comparação dos Erros de Estimação pelos MBT-DUONG e MBM-CT (Carga I_{CTE})

Método	Impedância MTP (Ω)	Erro Absoluto (Ω)	Erro Relativo (%)
MBT-DUONG	37,29	0,42	1,11
MBM-CT	37,71	0	0
Impedância da Carga na MTP (Referência): 37,71 Ω			

As margens de Potência estimadas por cada método, considerando uma carga do tipo I_{CTE} , podem ser visualizadas na Figura 61.

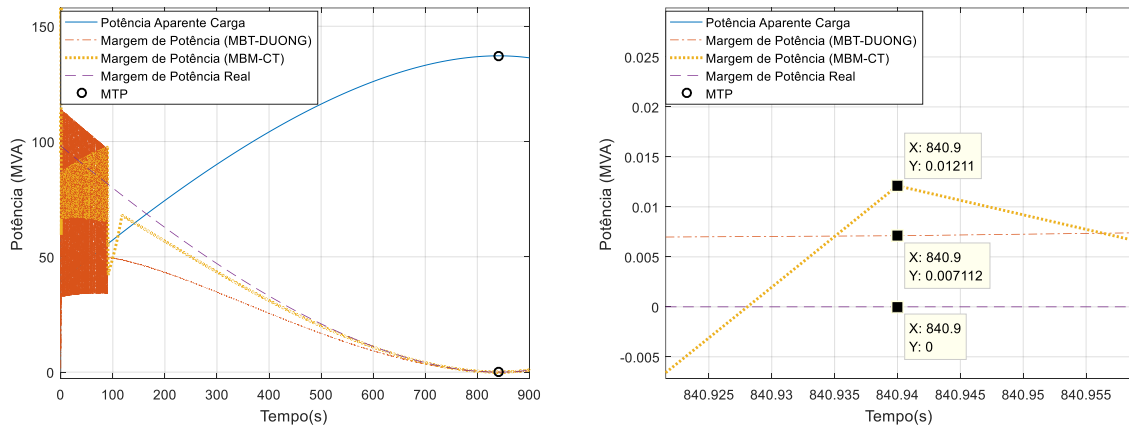


Figura 61. Sistema Didático – Monitoramento das Margens de Potência estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT, com Margem de Potência Real (Carga I_{CTE})

Percebe-se novamente que nas proximidades do ponto de MTP o MBT-DUONG se aproxima mais da curva de margem real do que o MBM-CT, no entanto quando o EQM de cada método é calculado na Tabela 8, verifica-se que o MBM-CT apresenta menor erro de previsão, analogamente ao que ocorrera para a ocasião da carga ser do tipo P_{CTE} .

Tabela 8. Erros Quadráticos Médios das Margens de Carregamento – Carga I_{CTE}

Método	EQM (MVA^2)
MBT-DUONG	111,43
MBM-CT	10,91

O comportamento das máximas potências estimadas para o caso de carga I_{CTE} é análogo ao que ocorrera para o caso P_{CTE} , onde os valores estimados por ambos métodos aumentam suavemente à medida que os geradores aumentam seus carregamentos (vide Figura 62).

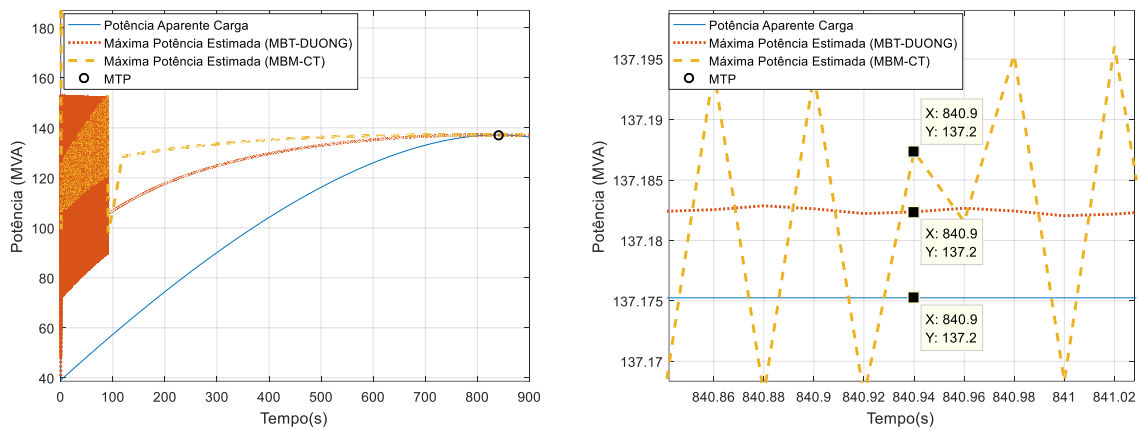


Figura 62. Sistema Didático – Monitoramento das Máximas Potências estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT, com Potência Aparente da Carga (Carga P_{CTE})

O comportamento de aumento da capacidade de carregamento do sistema é justificado pela diminuição das impedâncias de geração de G_1 e G_2 ao longo do tempo, que como consequência promovem a diminuição do valor da impedância equivalente vista da Barra# 3 (vide Figura 22). Com isso, portanto, ocorre o aumento da capacidade de carregamento do sistema, analogamente ao que ocorreria para o caso da carga P_{CTE} . Na Figura 63 encontram os valores estimados de impedância de geração ao longo do tempo.

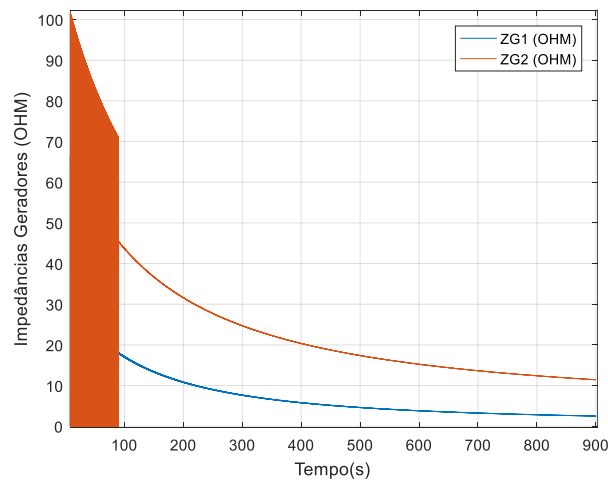


Figura 63. Valores estimados das Impedâncias de Geração $Z_{FONTE\#1}$ e $Z_{FONTE\#2}$ utilizando MBM-CT (Carga I_{CTE})

4.3.3 Caso 3: Carga do Tipo Impedância Constante

Novamente a carga da Barra #3 (vide Figura 22) foi aumentada até a ocorrência da MTP. Nesse caso a carga considerada possui característica de impedância constante (Z_{CTE}). Os resultados estão descritos nas Figura 64, Figura 65 e Figura 66.

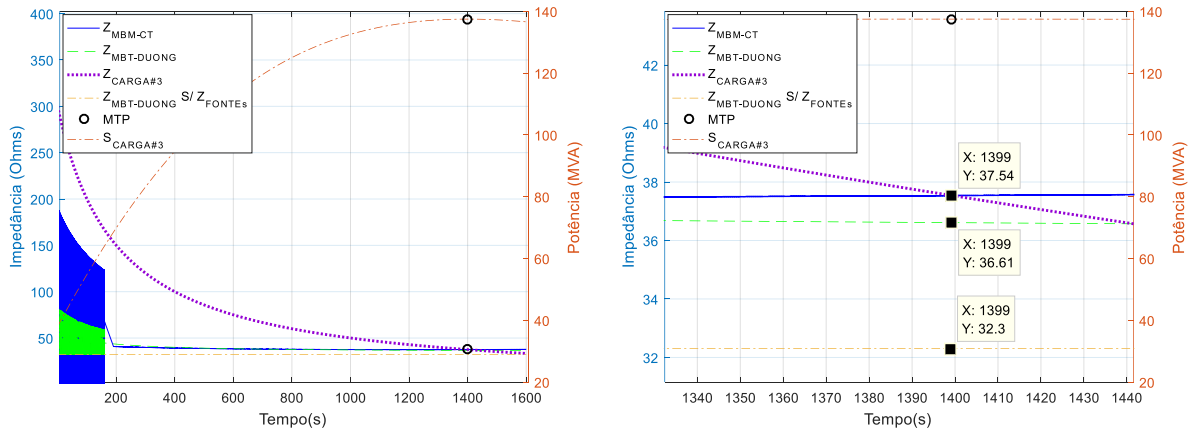


Figura 64. Sistema Didático – Monitoramento do Casamento da Impedância da Carga, com os valores estimados por MBT-DUONG e MBM-CT (Carga Z_{CTE})

Mais uma vez ambos métodos obtiveram estimações que efetivamente se aproximaram do momento da MTP como pode ser visto na Figura 64, e mais uma vez o MBM-CT mostrou melhor desempenho obtendo uma estimação exata ao se considerar duas casas decimais. A Tabela 9 mostra os erros de estimacão considerando como valor base o valor de impedância da carga no momento da MTP.

Tabela 9. Comparação dos Erros de Estimacão pelos MBT-DUONG e MBM-CT (Carga Z_{CTE})

Método	Impedância MTP (Ω)	Erro Absoluto (Ω)	Erro Relativo (%)
MBT-DUONG	36,61	0,93	2,48
MBM-CT	37,54	0	0
Impedância da Carga na MTP (Referência): 37,54 Ω			

A seguir, na Figura 65 são mostradas as Margens de Potência estimadas por cada método usando a equação (10).

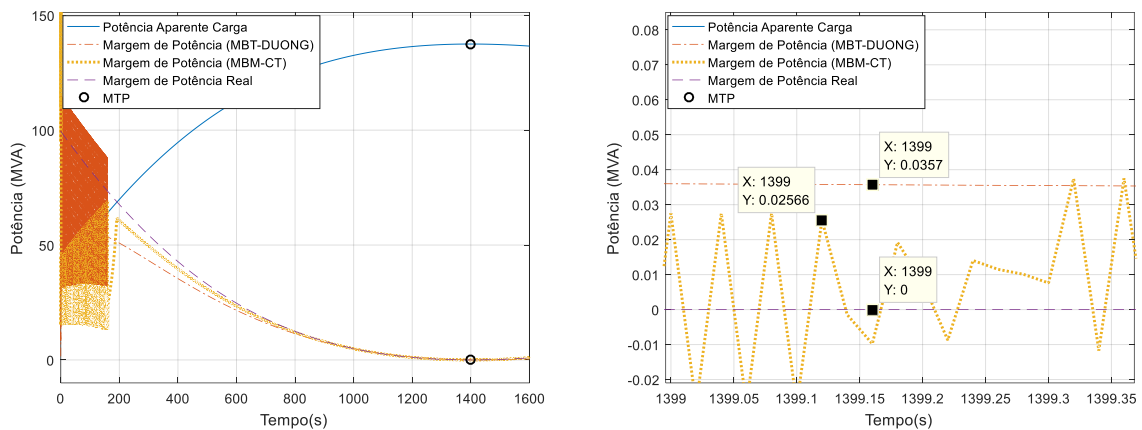


Figura 65. Sistema Didático – Monitoramento das Margens de Potência estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT, com Margem de Potência Real (Carga Z_{CTE})

Analogamente aos casos com cargas P_{CTE} e I_{CTE} , ambos métodos conseguiram detectar o momento em que existe o esgotamento de transferência para a barra de carga, como mostrado na Figura 65. Mais uma vez o MBM-CT teve desempenho superior ao MBT-DUONG como pode ser visto pelos erros calculados na Tabela 10.

Tabela 10. Erros Quadráticos Médios das Margens de Carregamento – Carga Z_{CTE}

Método	EQM (MVA^2)
MBT-DUONG	21,20
MBM-CT	3,79

Comparando os erros associados aos tipos de carga analisados até o presente momento, a partir das Tabela 6, Tabela 8 e Tabela 10, verifica-se que os valores foram menores quando a carga considerada foi do tipo Z_{CTE} (vide Tabela 10), e maiores quando a carga foi considerada do tipo P_{CTE} (vide Tabela 6).

Na Figura 66, a seguir, encontram-se as máximas potências estimadas pela equação (9), para ambos os métodos de monitoramento:

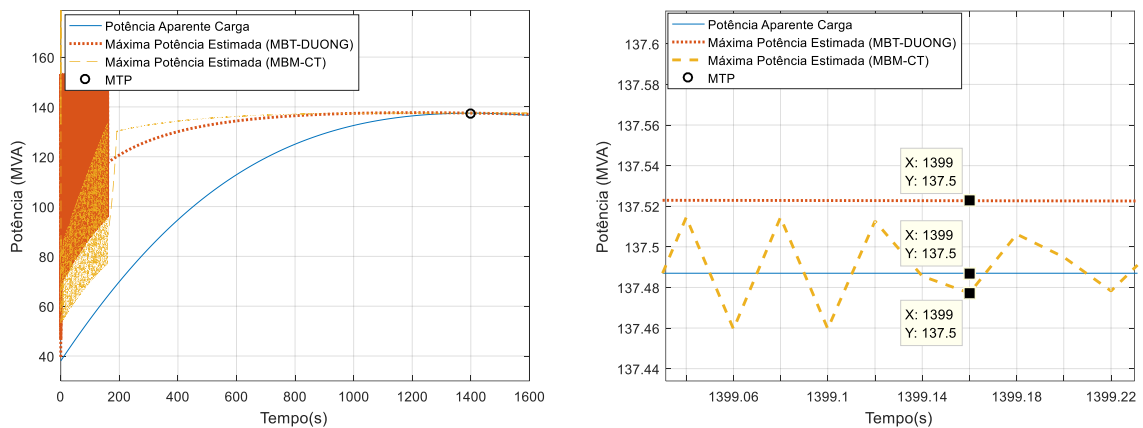


Figura 66. Sistema Didático – Monitoramento das Máximas Potências estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT, com Potência Aparente da Carga (Carga Z_{CTE})

Percebe-se da Figura 66 que mais uma vez o fenômeno de crescimento da capacidade de carregamento ocorreu ao longo do tempo de simulação, à medida que a carga foi aumentando. Mais uma vez, vendo essa questão por um ponto de vista topológico, percebe-se que o mesmo ocorreu devido à uma diminuição da impedância de geração por parte dos geradores G_1 e G_2 , como explícito na Figura 67. O que novamente acarretou na diminuição da impedância equivalente vista da Barra #3, o que gerou como consequência disto o aumento da capacidade da rede, como destacado na Figura 58.

Na Figura 67 a seguir encontram-se os valores de impedâncias de geração obtidos a partir do MBM-CT. Mais uma vez o resultado se mostrou coerente, uma vez que as impedâncias estimadas diminuíram com o aumento dos carregamentos dos geradores.

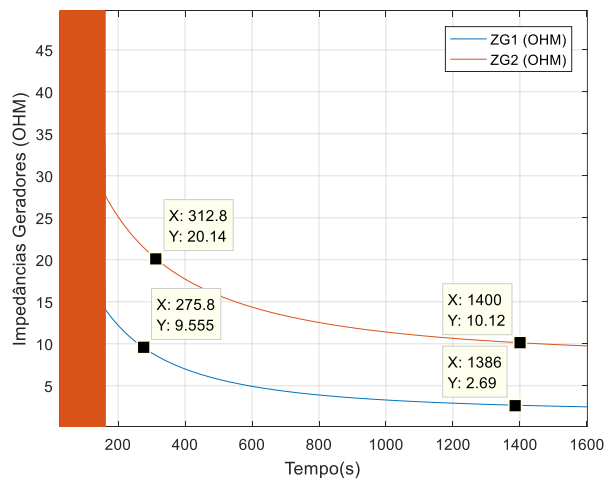


Figura 67. Valores estimados das Impedâncias de Geração $Z_{FONTE\#1}$ e $Z_{FONTE\#2}$ utilizando MBM-CT (Carga Z_{CTE})

4.3.4 Caso 4: Carga P (I_{cte}) e Q (Z_{cte})

Nesse caso, como supracitado, foi considerado um tipo de Carga ZIP, onde sua potência ativa terá característica de I_{cte} , e sua parcela referente à potência reativa característica de Z_{cte} . Segundo [38] e [10] essa configuração reflete um modelo mais realístico para cargas em sistemas de potência. Os resultados de simulação para esse caso encontram-se nas Figura 68, Figura 69 e Figura 70.

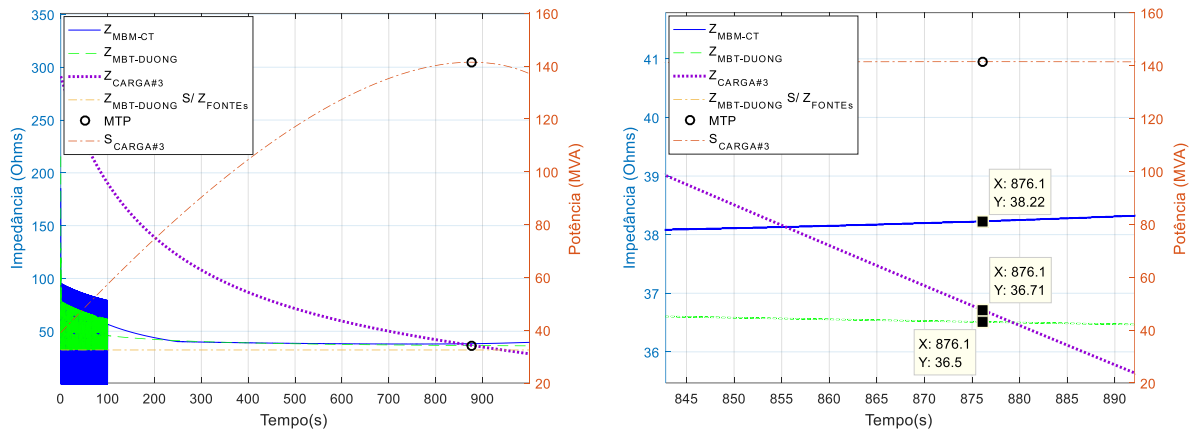


Figura 68. Sistema Didático – Monitoramento do Casamento da Impedância da Carga, com os valores estimados por MBT-DUONG e MBM-CT (Carga ZIP)

Na Figura 68, onde são monitoradas as impedâncias estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT, verifica-se que nas proximidades do momento de MTP o MBM-CT não foi tão preciso quanto para os outros tipos de carga considerados até o momento, deixando, para essa ocasião de Carga ZIP, a melhor performance de precisão para o MBT-DUONG. Na Tabela 11 são mostrados os erros de estimação, considerando novamente os valores de impedância no ponto da MTP. Nesta ratifica-se que o MBT-DUONG produziu menor erro de estimação.

Tabela 11. Comparação dos Erros de Estimação pelos MBT-DUONG e MBM-CT (Carga ZIP)

Método	Impedância MTP (Ω)	Erro Absoluto (Ω)	Erro Relativo (%)
MBT-DUONG	36,5	0,21	0,57
MBM-CT	38,22	1,51	4,11
Impedância da Carga na MTP (Referência): 36,71 Ω			

Para o tipo de carga considerada nesse caso (ZIP) os indicadores de Margem de Potência obtidos na Figura 69 mostram que novamente ambos os métodos conseguem estimar com precisão o momento de MTP.

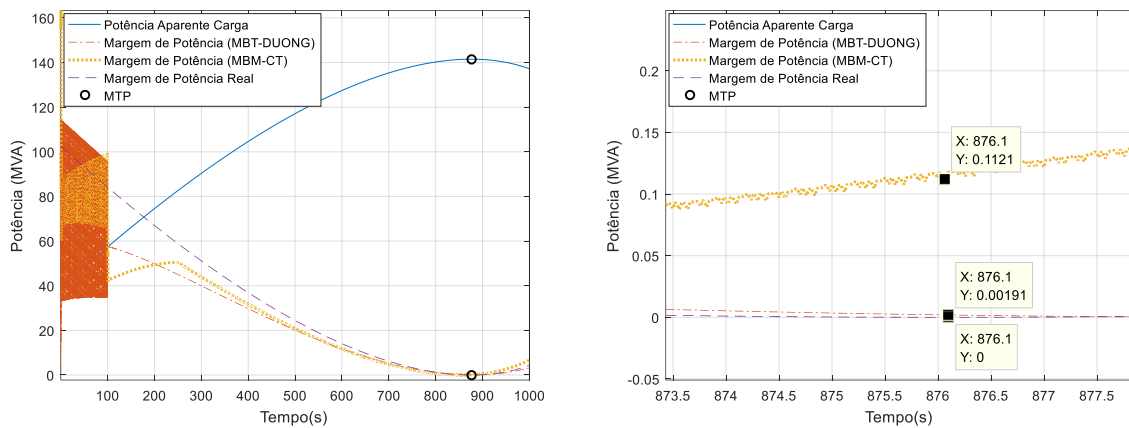


Figura 69. Sistema Didático – Monitoramento das Margens de Potência estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT, com Margem de Potência Real (Carga ZIP)

De acordo com a Tabela 12 mais uma vez o MBM-CT apresentou melhores resultados utilizando esse indicador, pois produziu um erro menor de estimação, ao se considerar todo período simulado, tomando como referência a curva tracejada de Margem de Potência Real.

Tabela 12. Erros Quadráticos Médios das Margens de Carregamento – Carga ZIP

Método	EQM (MVA ²)
MBT-DUONG	32,79
MBM-CT	14,63

Percebe-se também que ambos métodos conseguem estimar com precisão a máxima potência transferível para a barra de carga em análise (Barra #3), como mostra a Figura 70. Novamente o comportamento das impedâncias de geração (vide Figura 71) fazem com que os carregamentos máximos estimados por MBT-DUONG e MBM-CT sofram um suave aumento ao longo do tempo.

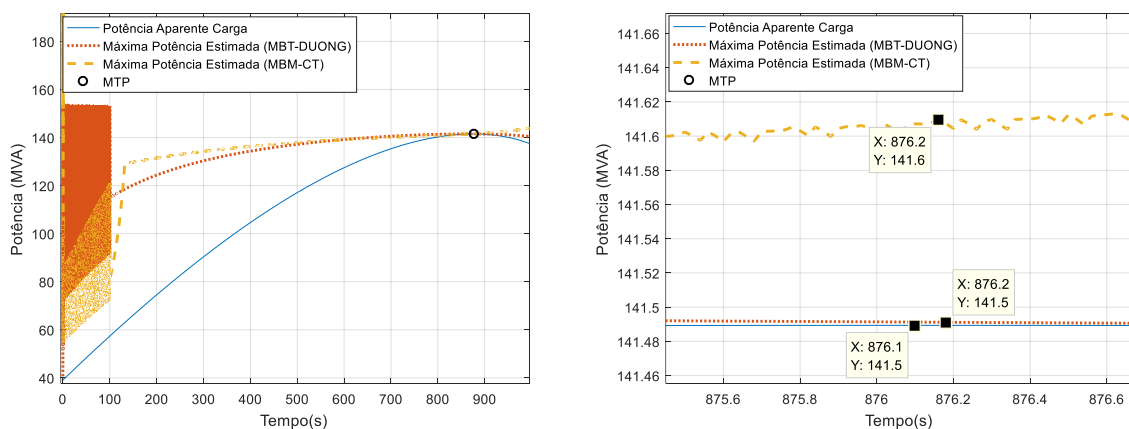


Figura 70. Sistema Didático – Monitoramento das Máximas Potências estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT, com Potência Aparente da Carga (Carga ZIP)

Mais uma vez as impedâncias estimadas tiveram o comportamento esperado, pois tiveram seus valores reduzidos à medida que os carregamentos de suas máquinas aumentaram, como descrito na seção 4.2.2.

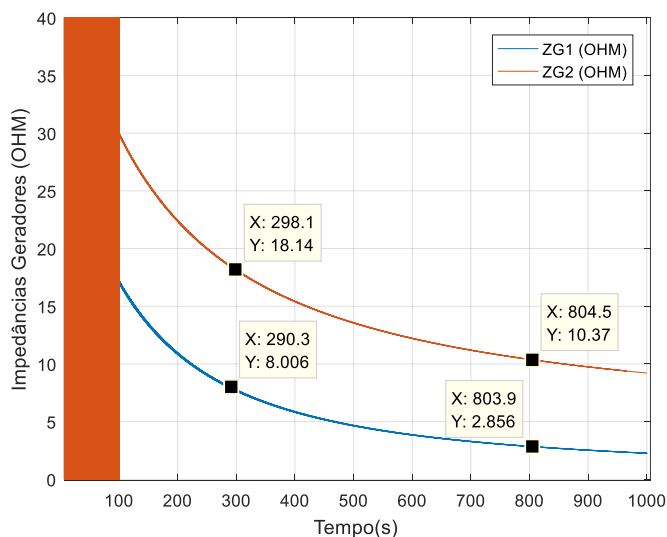


Figura 71. Valores estimados das Impedâncias de Geração $Z_{\text{FONTE}\#1}$ e $Z_{\text{FONTE}\#2}$ utilizando MBM-CT (Carga ZIP)

4.4 Sensibilidade para Atuação de OLTCs

Os OLTCs são Transformadores de Potência dotados de derivações variáveis em carga, que permitem ajustes da relação de transformação dos transformadores sem a interrupção de fluxo de potência no mesmo [11]. Atualmente esses ajustes ocorrem de maneira automática, e normalmente são motivados por controle de tensão da barra secundária do Trafo (e/ou terciário quando é o caso), ou controle do fluxo de potência reativa no circuito onde o OLTC é instalado [24]. Esse tipo de transformador é encontrado normalmente conectando [11]:

- Sistema de Transmissão (220 a 735 kV) com Subtransmissão (60 a 150kV);
- Dois Sistemas de Transmissão;
- Gerador com rede EAT ou AT (Transformador Elevador);
- Alimentadores de Redes de Distribuição (Reguladores de Tensão);

Na Figura 72 é mostrada ilustração dos níveis de tensão de um Sistema de Energia conectados através de OLTCs.

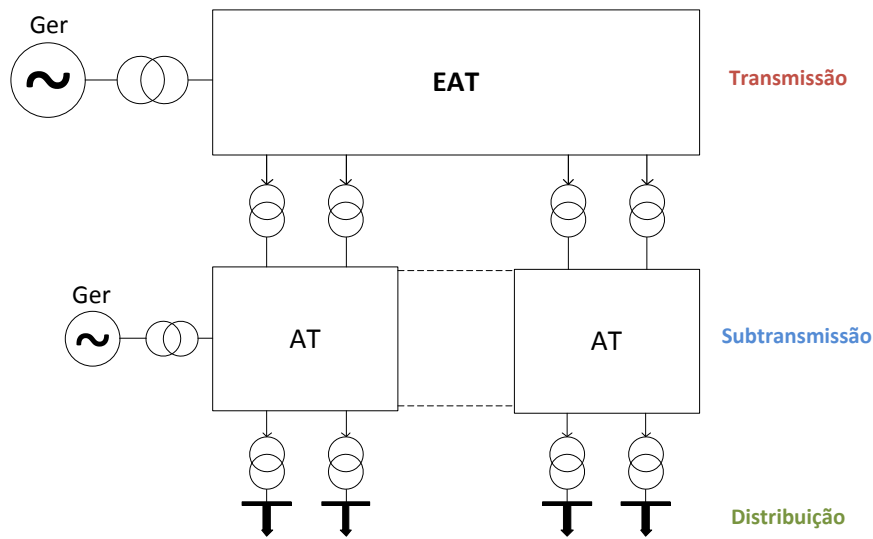


Figura 72. Níveis de tensão de um Sistema Elétrico conectados via OLTCs

À medida que as cargas aumentam suas demandas, suas tensões tendam a decair. Quando isso ocorre os OLTCs atuam no sentido de recuperar as tensões do lado da carga a partir da diminuição de seus tapes. À medida que os tapes diminuem de valor a queda de tensão no lado primário (à montante) aumenta, e essa característica pode acelerar o processo de Instabilidade de Tensão no subsistema em questão [24, 11].

Como descrito no item 4.1.1 um dos objetivos do Sistema Didático é também analisar as sensibilidades dos métodos quanto à atuação de OLTCs. Cabe ressaltar que essa análise não é inédita para o MBM-CT, uma vez que teve sua performance validada com sucesso em [14], mas sim para o MBT-DUONG.

Para realização dessa análise no Sistema Didático, o mesmo foi modificado inserindo entre a Barra #3 e a carga um OLTC. Com isso foi preciso criar uma nova barra (Barra #4) para conectar a carga. O novo Sistema Didático com a inserção do OLTC pode ser verificado na Figura 73.

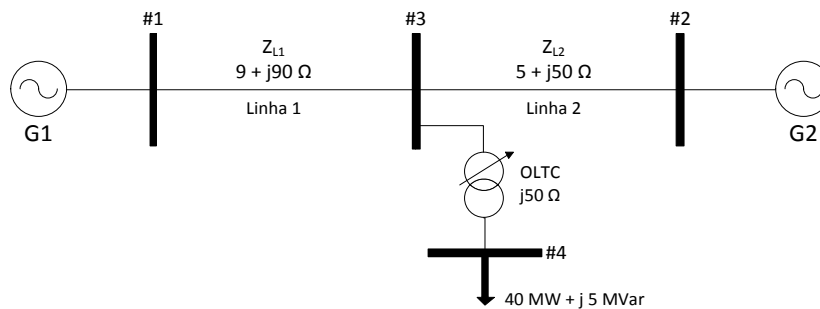


Figura 73. Sistema Didático com Inserção de OLTC

Foi considerada a carga sendo I_{CTE} e o modelo dinâmico do OLTC do tipo contínuo, uma vez que possui implementação mais simples no PSAT. O modelo é encontrado em detalhes no ANEXO A

. Como o intuito é analisar a sensibilidade dos métodos, foi considerado para o mesmo uma relação nominal de tensões igual 1:1, ou seja, as Barras #3 e Barra #4 estão à priori nos mesmos níveis de tensão (110 kV). A faixa de variação do Tape (T_m) do OLTC varia de 0,8 a 1,2, então caso a tensão secundária diminua (Barra #4), T_m também diminui no sentido de restabelecer a tensão nominal, e caso a tensão aumente, T_m varia no sentido contrário.

O MBT-DUONG, conforme trás no próprio nome, depende do conhecimento topológico para realização de sua estimação. Dessa forma, como o OLTC ao longo de sua atuação promove mudança das impedâncias dos circuitos onde o mesmo é instalado vale ressaltar que foi preciso para esse caso realizar a atualização topológica ao longo do tempo. Para isso foi levado em consideração seu modelo π -equivalente disponível em [39], mostrado na Figura 74. Onde:

- y é a admitância longitudinal do OLTC;
- T_m é o valor do tape do OLTC;
- k é barra do lado primário;
- m é a barra do lado secundário;

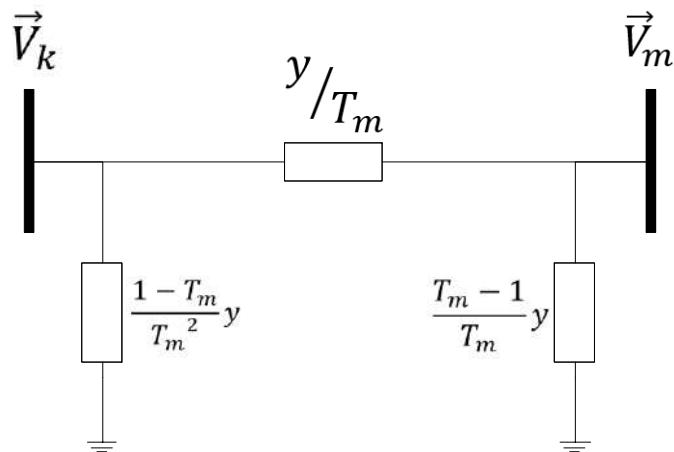


Figura 74. Modelo π -equivalente do OLTC considerado no PSAT

Dessa forma, à cada passo de integração a Y_{BARRA} é atualizada com os valores transversais e longitudinais do modelo π -equivalente do OLTC, de acordo com a variação de T_m .

4.4.1 Caso 5: Análise de Sensibilidade na Atuação de OLTC (Modelo Contínuo), interligado à Carga da Barra #3

A Figura 75 mostra a variação do tape (T_m) ao longo do tempo, assim como a tensão da barra controlada pelo OLTC (Barra #4), vide Figura 73. Percebe-se que até um instante por volta de 145,2 segundos a tensão da Barra #4 se mantém constante, pois até esse momento o OLTC ainda consegue diminuir o valor de T_m , como mostrado na curva sólida da Figura 75. A partir desse tempo em diante, o OLTC atinge seu valor de T_m mínimo (0,8) e então o controle de tensão da Barra #4 é perdido e por isso começa a decair ao longo do restante da simulação.

Os Resultados de estimação do momento da MTP por MBT-DUONG e MBM-CT para essa ocasião de existência de OLTCs são apresentados nas Figura 76, Figura 77 e Figura 78.

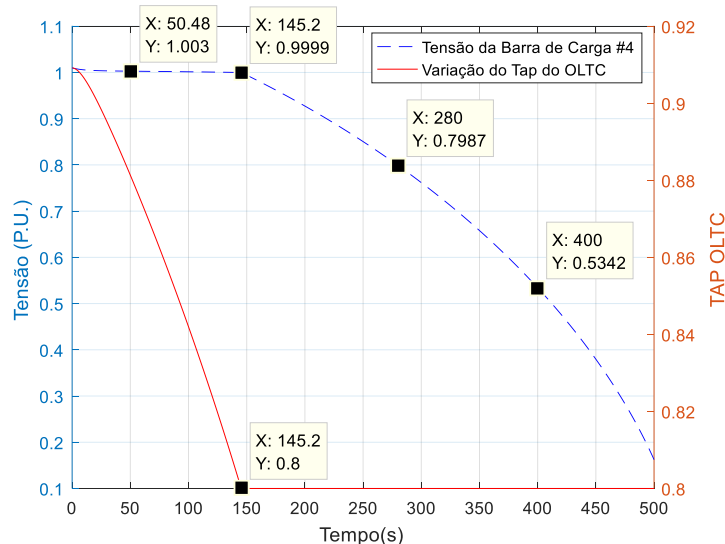


Figura 75. Sistema Didático – Variação do OLTC e Tensão na Barra de Carga Controlada

Na Figura 76 são mostradas as impedâncias estimadas pelos métodos em análise. Verifica-se que com a atualização topológica realizada, as estimações por ambos algoritmos obtiveram bons desempenhos, uma vez que se aproximaram com boa precisão do momento de MTP. É relevante ressaltar que mais uma vez o MBM-CT obteve precisão exata ao se considerar duas casas decimais para impedância.

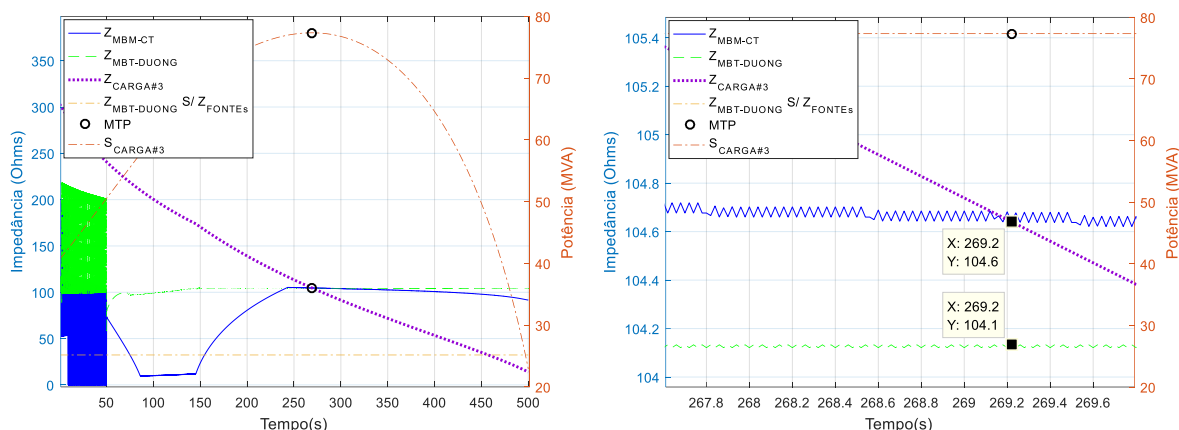


Figura 76. Sistema Didático – Monitoramento do Casamento da Impedância da Carga, com os valores estimados por MBT-DUONG e MBM-CT (Sensibilidade OLTC)

Na Tabela 13 encontram-se os erros de estimações de cada método considerando novamente os valores de impedância no momento de MTP. A justificativa para um valor de impedância de carga, no momento de MTP, relativamente alto ocorre, pois nesse caso a reatância do OLTC entra em série com a impedância da carga, aumentando, portanto, a impedância equivalente “vista” da barra de carga.

Tabela 13. Comparação dos Erros de Estimação pelos MBT-DUONG e MBM-CT (Sensibilidade OLTC)

Método	Impedância MTP (Ω)	Erro Absoluto (Ω)	Erro Relativo (%)
MBT-DUONG	104,1	0,5	0,47
MBM-CT	104,6	0	0
Impedância da Carga na MTP (Referência): 104,6 Ω			

Na Figura 67 encontram-se os indicadores de margem de potência estimados para cada um dos métodos. Verifica-se que ambos conseguem determinar o momento em que o sistema esgota a transferência de potência para a barra de carga.

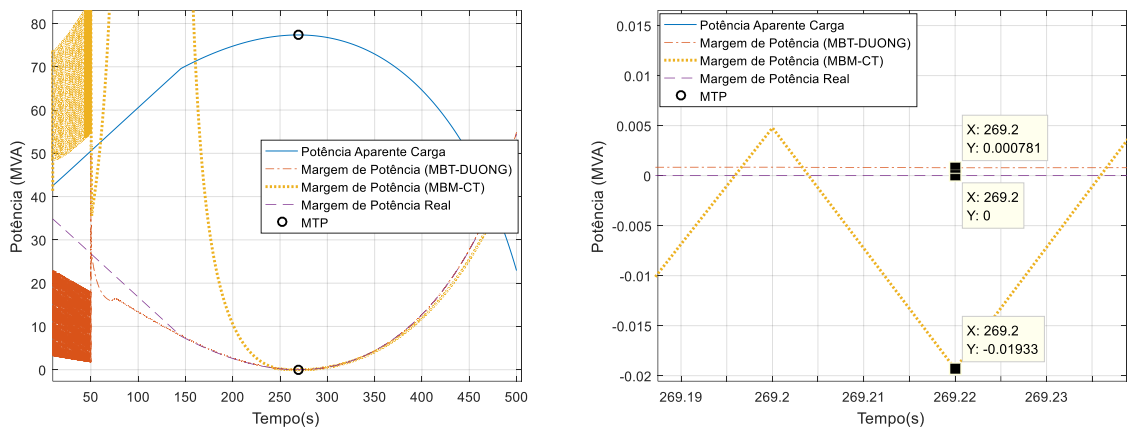


Figura 77. Sistema Didático – Monitoramento das Margens de Potência estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT, com Margem de Potência Real (Sensibilidade OLTC)

Na Tabela 14 a seguir são mostrados os erros quadráticos médios ao se considerar as estimativas realizadas comparadas com a Margem de Potência real.

Tabela 14. Erros Quadráticos Médios das Margens de Carregamento – Sensibilidade OLTC

Método	EQM (MVA ²)
MBT-DUONG	0,0106
MBM-CT	321,4650

Dessa vez o MBT-DUONG, obteve um menor erro de estimação comparado ao MBM-CT. Esse grande desvio associado ao MBM-CT se mostra coerente, pois ao se analisar a Figura 77 percebe-se que durante a maior parte do tempo de simulação a estimação realizada pelo Corsi-Taranto ficou longe da curva de MPR, deixando para encontra-se com mesma às vésperas da ocorrência da MTP, por isso do erro tão exacerbado na Tabela 14.

Por fim na Figura 78, são mostradas as máximas potências estimadas pelos algoritmos para essa ocasião de operação de OLTC. Percebe-se que nas proximidades do ponto de MTP ambos métodos convergem para um valor de máximo carregamento (≈ 77 MVA), no entanto, como registrado na simulação, o indicador relativo ao MBT-DUONG mostrou uma maior estabilidade ao se considerar todo período analisado.

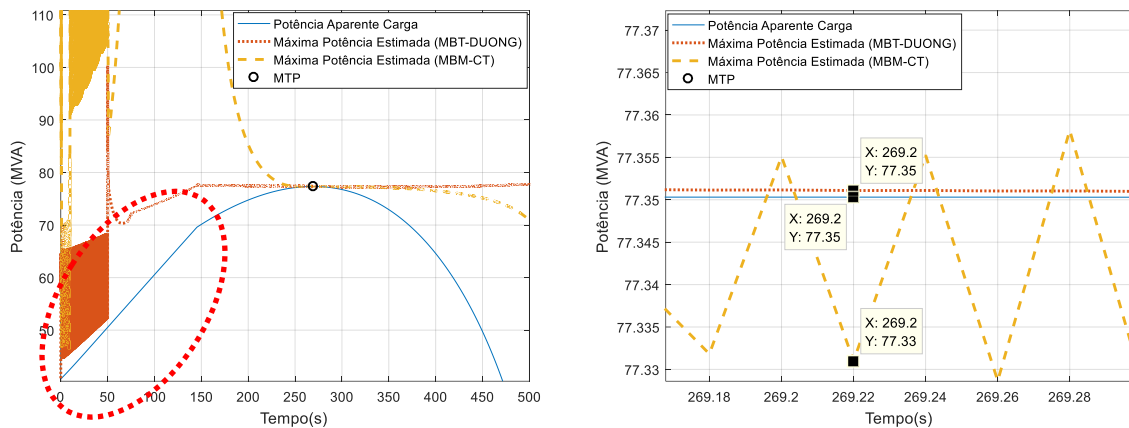


Figura 78. Sistema Didático – Monitoramento das Máximas Potências estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT, com Potência Aparente da Carga (Sensibilidade OLTC)

Interessante ressaltar o comportamento da potência da carga no período em que o OLTC se encontra em operação (0 – 145,2 segundos). Como a tensão da carga é restaurada pela atuação do OLTC nesse período, e se trata de uma carga sensível a tensão (I_{CTE}), percebe-se que a mesma passa a desenvolver uma característica de P_{CTE} , como mencionado em [11, pp. 120-122]. Para ratificar essa afirmação, pode-se comparar a curva de potência da carga nesse período em destaque na Figura 78 com a Figura 57, referente ao crescimento de uma carga tipo P_{CTE} real.

Nesse caso é também interessante observar que as impedâncias de geração não sofrem grandes variações como mostrado na Figura 79, e por isso, conseqüentemente, a máxima potência estimada não aumenta consideravelmente, diferentemente da ocorrência nos demais casos analisados até o presente momento.

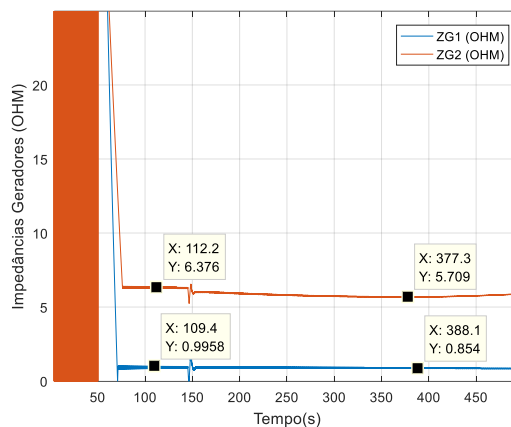


Figura 79. Valores estimados das Impedâncias de Geração $Z_{\text{FONTE}\#1}$ e $Z_{\text{FONTE}\#2}$ utilizando MBM-CT (Sensibilidade OLTC)

4.5 Sensibilidade para Atuação de OELs

Na seção 4.2 foi descrito sobre a importância da regulação de tensão por parte dos geradores síncronos através de seus reguladores de tensão, uma vez que contribuem de maneira essencial para a qualidade do perfil de tensão do sistema de potência onde estão localizados.

No entanto, devido a uma questão de sobreaquecimento do enrolamento de campo do gerador, lança-se mão do OEL, que é um dispositivo de proteção acoplado ao RT que monitora a corrente do circuito de campo em tempo real, fazendo que a mesma não ultrapasse seus limites. Na Figura 80 é mostrado o modelo de OEL adotado pelo PSAT em suas simulações.

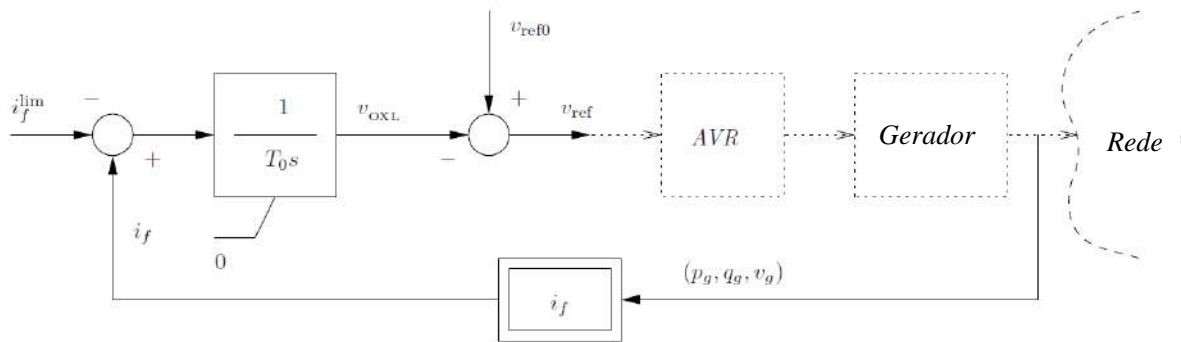


Figura 80. Modelo Dinâmico do OEL utilizado pelo PSAT

Do diagrama de blocos supracitado verifica-se que ele passa atuar somente quando o limite de corrente é violado, integrando o valor de corrente que excede o valor máximo permitido de maneira a atuar sobre a tensão aplicada ao circuito de campo, com o intuito de trazer a corrente novamente para um valor abaixo do limiar máximo. Dessa forma, após sua atuação do OEL, a tendência é que o gerador mantenha sua excitação constante em seu valor máximo, perdendo, portanto, o controle de tensão caso precise fornecer mais reativo para a barra terminal do gerador.

4.5.1 Caso 6: Análise de Sensibilidade da Atuação dos OELs dos Geradores G_1 e G_2

Para simulação do sistema de interesse foi escolhido como limite de campo para as correntes de campo de G_1 e G_2 os valores de $IF_{G1-MAX} = 1,1$ pu e $IF_{G2-MAX} = 1,2$ pu, pois em uma simulação prévia, considerando o sistema do Caso 2 com os limites de corrente de campo abertos, foram

verificados os valores máximos de $IF_{G1} = 1,34$ pu e $IF_{G2} = 1,93$ pu (vide Figura 81). Como o intuito é que durante a simulação os limites sejam atingidos para analisar as respostas dos métodos, então valores de limite menores que estes foram selecionados.

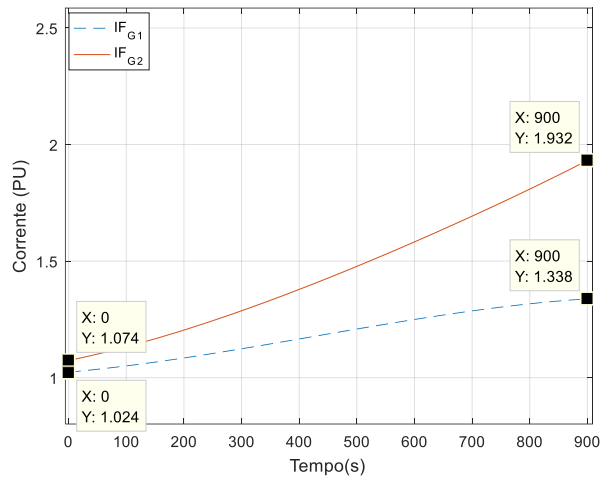


Figura 81. Correntes de Campo IF_{G1} e IF_{G2} dos geradores $G1$ e $G2$ respectivamente – Carga I_{CTE} com limites de corrente de corrente de campo abertos

Na Figura 82 encontram-se os valores de corrente de campo assumidos por $G1$ e $G2$ após os ajustes. Percebe-se que por volta de 194s o OEL de $G2$ atua após atingir seu valor limite de corrente de campo, enquanto para o gerador $G1$ o limite é alcançado em por volta de 242 s.

Nas Figura 83, Figura 85 e Figura 86 encontram-se os resultados de simulação do Sistema Didático considerando a atuação dos OELs dos geradores do sistema.

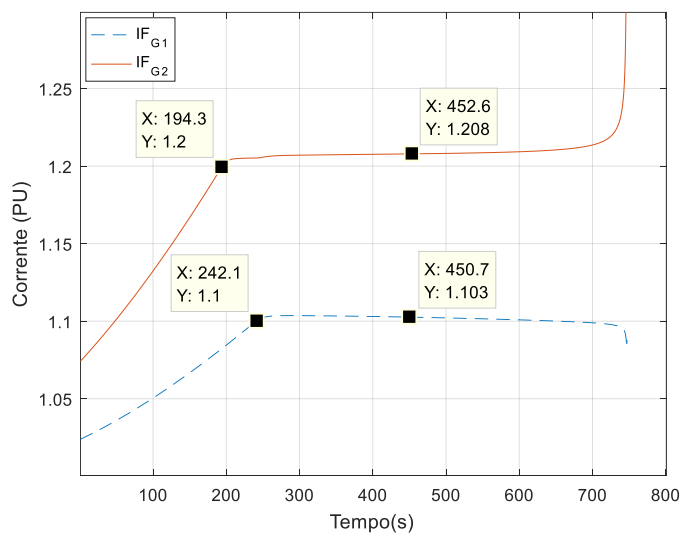


Figura 82. Correntes de Campo IF_{G1} e IF_{G2} dos geradores $G1$ e $G2$ respectivamente. Em destaque encontram-se os momentos em que os mesmos atingem seus limites especificados

Na Figura 83 encontram-se as impedâncias equivalentes estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT vista da Barra #3, que possui a carga do sistema. Percebe-se que ambos algoritmos obtêm estimações que se aproximam efetivamente da MTP, mesmo após a atuação dos OELs. No caso do MBM-CT, o mesmo novamente obtém uma estimação exata ao se considerar duas casas decimais, como destacado na figura. Na Figura 83 são explicitados os erros de estimação relacionados à cada método, considerando o momento de ocorrência da MTP.

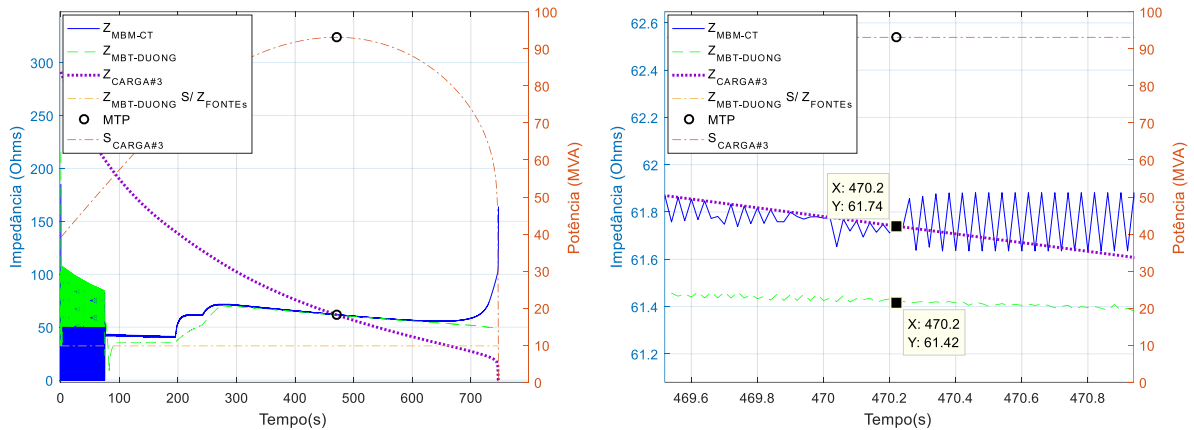


Figura 83. Sistema Didático – Monitoramento do Casamento da Impedância da Carga, com os valores estimados por MBT-DUONG e MBM-CT (Sensibilidade OEL)

Tabela 15. Comparação dos Erros de Estimação pelos MBT-DUONG e MBM-CT (Sensibilidade OEL)

Método	Impedância MTP (Ω)	Erro Absoluto (Ω)	Erro Relativo (%)
MBT-DUONG	104,1	0,5	0,47
MBM-CT	104,6	0	0
Impedância da Carga na MTP (Referência): 104,6 Ω			

Vale ressaltar que a mudança topológica impressa pela atuação dos OELs dos geradores, comentada em detalhes na seção 4.2.1, é captada por ambos métodos. Na Figura 84 são destacados os instantes de tempo em que os OELs atuam, mostrando que efetivamente a perda de controle de tensão devido à limitação da corrente de campo, promove um aumento do valor de impedância equivalente vista da Barra #3, efeito este que é sensibilizado pelos MBT-DUONG e MBM-CT, o que é constatado pelos “saltos” nos valores de impedância estimadas nos instantes de atuação dos limitadores.

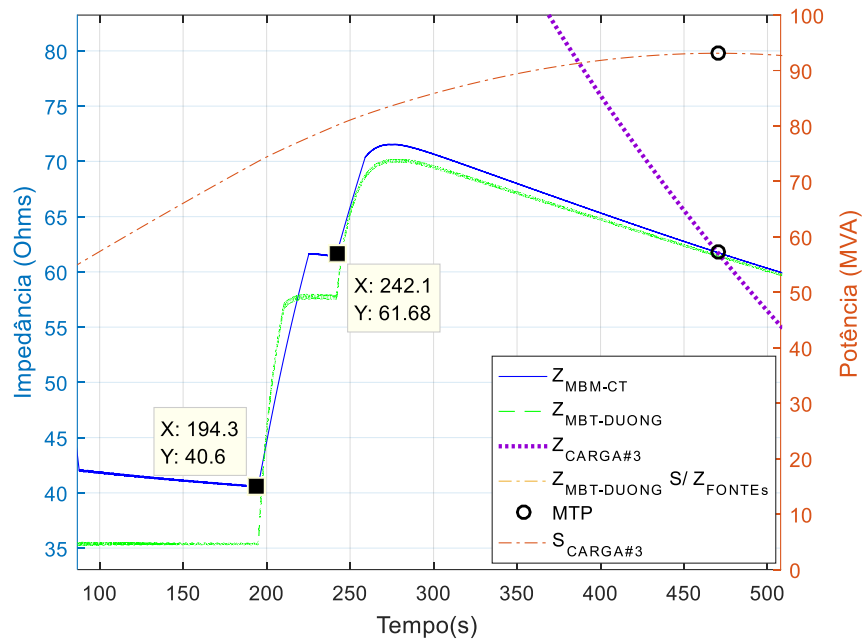


Figura 84. Sistema Didático – Destaque dos momentos em que os OELs de G_1 e G_2 atuam – Por volta de 242s e 194s, respectivamente

A Figura 85 mostra os indicadores de Margem de Potência Estimada (MNPE) para os métodos em análise. É verificado que ambos métodos realizam novamente uma estimação muito próxima do momento em que a potência transferida para a Barra #3 é esgotada em por volta de 570 s.

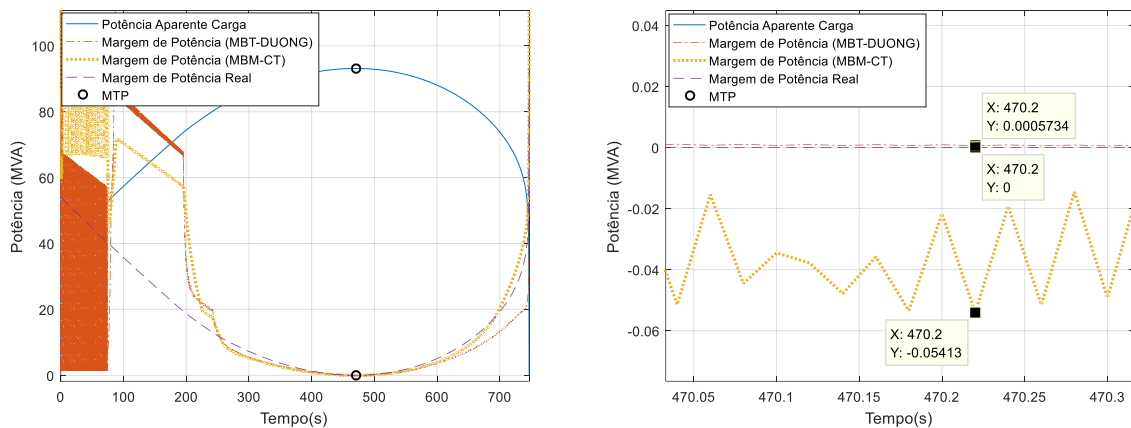


Figura 85. Sistema Didático – Monitoramento das Margens de Potência estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT, com Margem de Potência Real (Sensibilidade OEL)

Na Tabela 16 são mostrados os EQMs segundos os métodos analisados. Embora com uma pequena diferença, o indicador relativo ao MBT-DUONG obteve um melhor desempenho,

porém, os erros associados à ambos foram relativamente pequenos, quando comparados aos obtidos nos demais casos até o presente momento.

Tabela 16. Erros Quadráticos Médios das Margens de Carregamento – Sensibilidade OEL

Método	EQM (MVA ²)
MBT-DUONG	5,86
MBM-CT	15,17

Sobre as Máximas Potências Estimadas (MPE) verifica-se na Figura 86 que ambos métodos se aproximaram do efetivo valor máximo que a carga alcançou, no entanto, o MBT-DUONG possuindo melhor desempenho nesta ocasião.

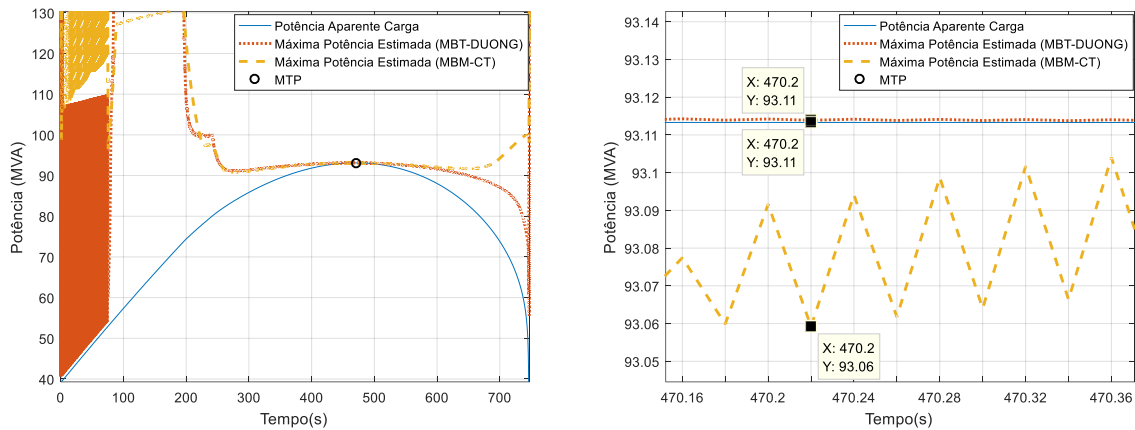


Figura 86. Sistema Didático – Monitoramento das Máximas Potências estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT, com Potência Aparente da Carga (Sensibilidade OEL)

Sobre os valores de impedâncias de geração estimados por MBM-CT, pode-se mais uma vez ratificar o bom desempenho do método para essa aplicação ao se verificar os instantes evidenciados na Figura 87, que são referentes aos momentos de atuação dos OELs. Primeiramente em 194,3 s G_2 atinge seu limite, variando sua impedância inicial de por volta de 7,7 ohms para um valor próximo à 104 ohms. Logo após em 242,1 s o limitador de G_1 também é atingido, variando sua impedância de 2,48 ohms para uma quantia próxima a 41 ohms. Um detalhe interessante é que a impedância vista por G_2 sente o momento que G_1 atinge seu limite, e também sofre uma perturbação, no entanto após isso continua seu decaimento esperado devido ao aumento do carregamento da máquina.

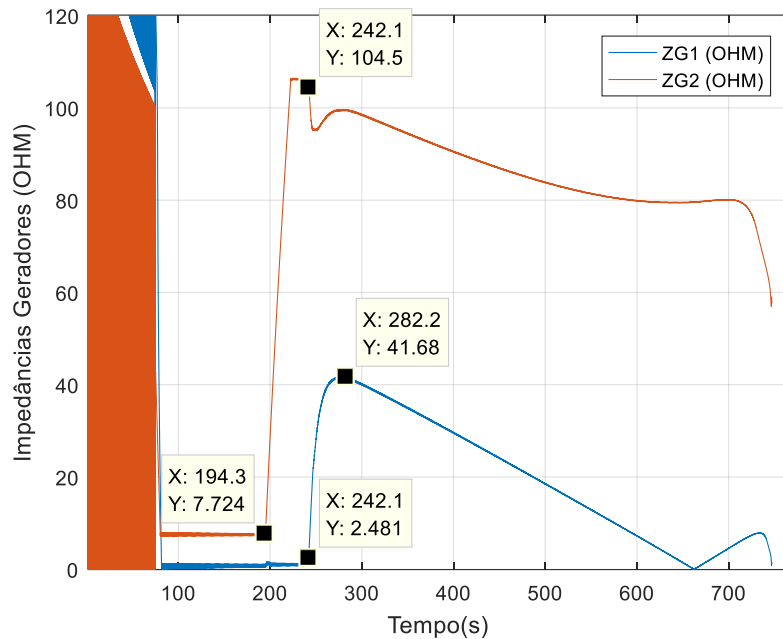


Figura 87. Valores estimados das Impedâncias de Geração $Z_{\text{FONTE}\#1}$ e $Z_{\text{FONTE}\#2}$ utilizando MBM-CT (Sensibilidade OEL)

4.6 Sensibilidade da Limitação dos RVs (Limitação de Potência Ativa)

A limitação de potência ativa é a realidade de geradores com capacidades relativamente pequenas para os sistemas onde estão localizadas, como é o caso de pequenas usinas Termelétricas e/ou Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).

Na seção 3.3, [16] e [13] levantaram um questionamento sobre a capacidade do Teorema de Thévenin convencional estimar corretamente o momento da MTP quando geradores atingem seus valores nominais de potência ativa, uma vez que essa realidade introduz não linearidades ao Sistema Elétrico, indo de encontro, portanto, à premissa do teorema que é de ser aplicável à Sistema Lineares. Na ocasião do teste realizado, foi visto que quando o gerador G_2 mudava sua potência nominal, e atingia esse valor máximo, o ponto de ocorrência da MTP também mudava, conforme detalhado na Tabela 3, mesmo mantendo a topologia da rede constante.

Isso ocorreu, pois, o limite de geração de G_2 era menor do que o limite da transmissão entre as Barras #2 e #3, fazendo com isso que o momento de MTP se antecipasse em relação ao caso sem limitação dos geradores. Diante desse contexto, e com o intuito de continuar

utilizando o conceito de MTP através do Teorema de Thévenin, [16] propôs a correção descrita na seção 3.3.2.

4.6.1 Caso7: Análise da Sensibilidade da Limitação de Potência Ativa por parte dos Geradores G_1 e G_2

Para análise da limitação de potência ativa dos geradores G_1 e G_2 existentes no Sistema Didático, que na realidade está associada à limitações das turbinas acopladas aos mesmos, foram ajustados valores limites que certamente iriam ser violados durante a simulação, levando-se em conta os montantes de potência ativa entregues por ambos geradores nos demais casos analisados até o presente momento. Os valores definidos foram $PG1_{MÁX} = 0,5$ pu (50 MW) e $PG2_{MÁX} = 1,0$ pu (100 MW). Novamente a carga considerada para essa análise foi do tipo I_{CTE} .

Na Figura 88 à seguir são mostradas as potências elétrica e mecânica de ambos geradores durante o tempo de simulação. Foram destacados nesta, os momentos em que as turbinas atingem seus limites de potência mecânica. O gerador G_1 alcança seu limite em 355,1 s, enquanto que G_2 somente em 821 s.

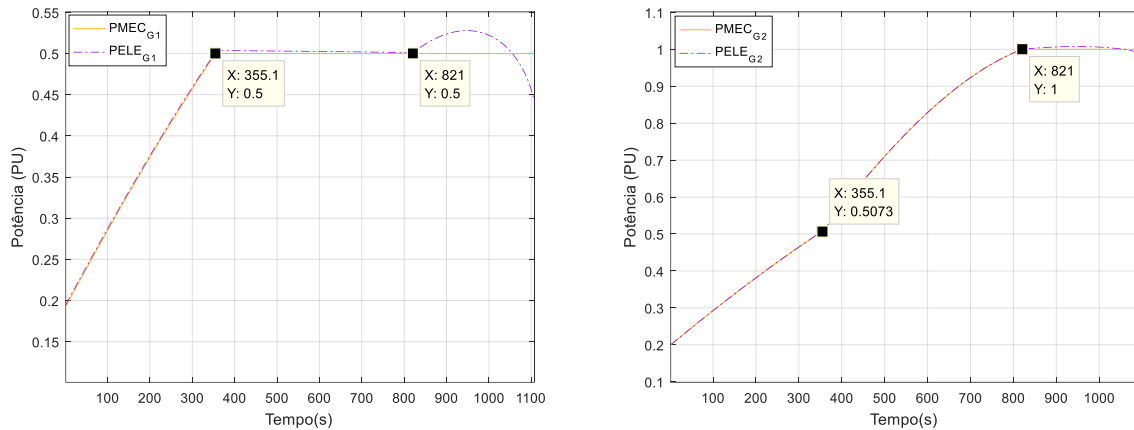


Figura 88. Potências dos Geradores G_1 e G_2 . São destacados os momentos de alcance dos limites

4.6.1.1 Sem Aplicação da Correção proposta por DUONG et al:

À priori será realizada análise do MBT-DUONG sem a correção prevista, mas sim considerando o suporte do MBM-CT para cálculo das impedâncias de geração de G_1 e G_2 . Os resultados de simulação para essa ocasião são mostrados nas Figura 89, Figura 92 e Figura 93.

Constata-se novamente que os algoritmos conseguiram estimar corretamente o momento de MTP, vide Figura 89, onde são visualizadas as impedâncias estimadas por ambos. É importante ressaltar que mesmo sem levar com conta a correção proposta por [16], o MBT-DUONG em conjunto com o MBM-CT consegue realizar uma estimativa de alta precisão.

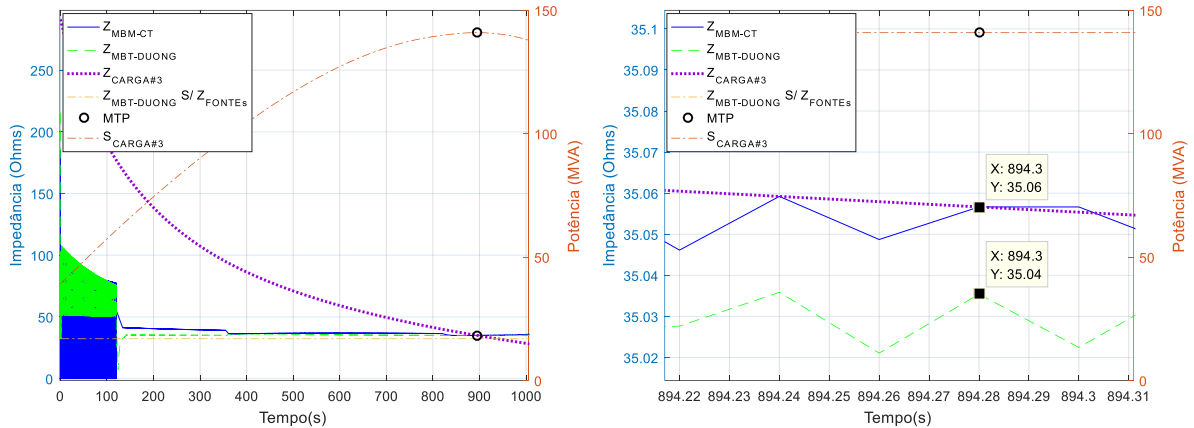


Figura 89. Sistema Didático – Monitoramento do Casamento da Impedância da Carga, com os valores estimados por MBT-DUONG e MBM-CT (Sensibilidade Limitação RVs)

Na Tabela 17 são mostrados os erros de estimação baseados nos valores de impedância no instante de MTP. Percebe-se que ambos métodos mostraram alta precisão, com erros muito pequenos, no caso do MBM-CT a precisão foi exata ao se considerar duas decimais.

Tabela 17. Comparação dos Erros de Estimação pelos MBT-DUONG e MBM-CT (Sensibilidade Limitação RVs)

Método	Impedância MTP (Ω)	Erro Absoluto (Ω)	Erro Relativo (%)
MBT-DUONG	35,04	0,02	0,06
MBM-CT	35,06	0	0
Impedância da Carga na MTP (Referência): 35,06 Ω			

Na Figura 90 foram destacados os momentos de ocorrência dos limites dos geradores G_1 e G_2 , no âmbito de suas potências ativas. Percebe-se que no momento em que G_2 atinge seu limite de fornecimento (355,1 s), a estimação via MBT-DUONG, que está totalmente atrelada à topologia do sistema, sofre uma pequena elevação em seu valor, e quando G_1 atinge seu limite sofre uma pequena queda. Essa característica pode ser justificada pelo comportamento das impedâncias de geração das máquinas nestes instantes, onde $Z_{\text{FONTE}\#2}$ aumenta relevantemente em 355,1 s, e decresce em 821 s, como pode ser visto na Figura 91. Como $Z_{\text{FONTE}\#2}$ é

consideravelmente maior do que $Z_{\text{FONTE}\#1}$ (quase 10 vezes), é comum que a variação da mesma tenha maior influência na variação da impedância equivalente.

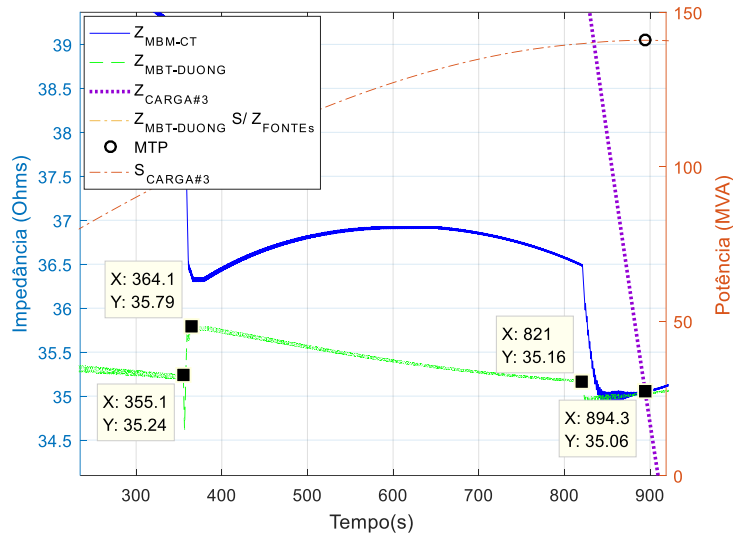


Figura 90. Sistema Didático – Variação das Impedâncias estimadas em função dos momentos em que as Turbinas de G1 e G2 atingem seus respectivos limites de Potência

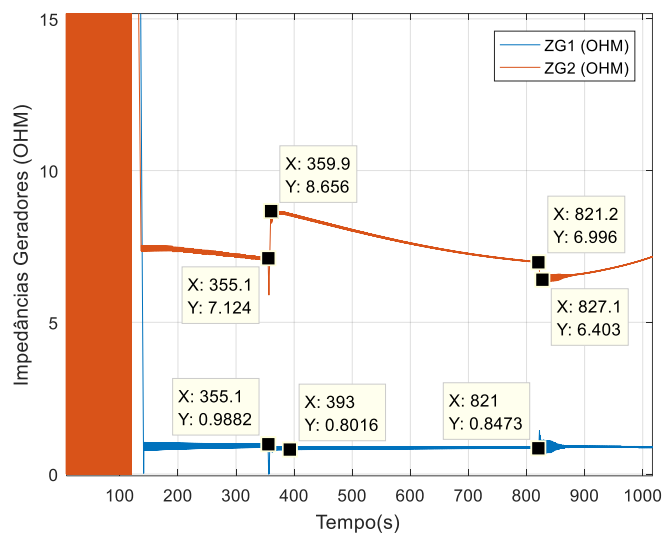


Figura 91. Valores estimados das Impedâncias de Geração $Z_{\text{FONTE}\#1}$ e $Z_{\text{FONTE}\#2}$ utilizando MBM-CT (Sensibilidade Limitação RVs)

A seguir, na Figura 92, são mostradas as margens de potência associadas aos métodos em análise. Percebe-se que ambos obtêm uma estimativa bastante precisa do momento da MTP.

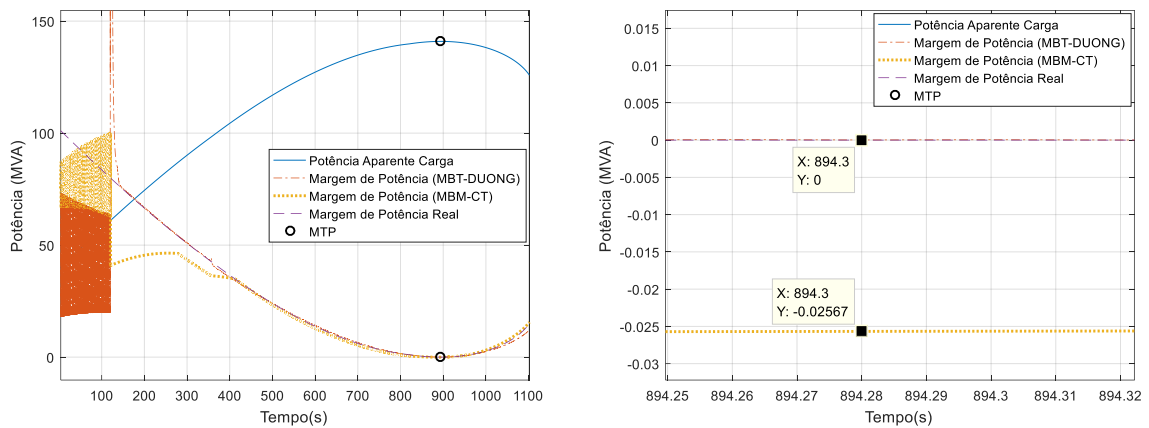


Figura 92. Sistema Didático – Monitoramento das Margens de Potência estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT, com Margem de Potência Real (Sensibilidade Limitação RVs)

A Tabela 18 mostra os erros quadráticos médios de ambas estimações, que reflete para essa ocasião uma maior precisão por parte do MBT-DUONG.

Tabela 18. Erros Quadráticos Médios das Margens de Carregamento – Sensibilidade Limitação RVs

Método	EQM (MVA ²)
MBT-DUONG	0,17
MBM-CT	31,25

Percebe-se que o erro calculado é coerente através da Figura 92, onde é vista a curva do MBT-DUONG mais próxima à curva pontilhada ao longo da totalidade da simulação.

Sobre os indicadores de potências máximas estimadas, constata-se na Figura 93 que os valores obtidos refletiram a realidade, uma vez que os mesmos tiveram sensibilidade dos eventos de alcance de limite ao longo do tempo. Na Figura 94 é evidenciado um desses momentos.

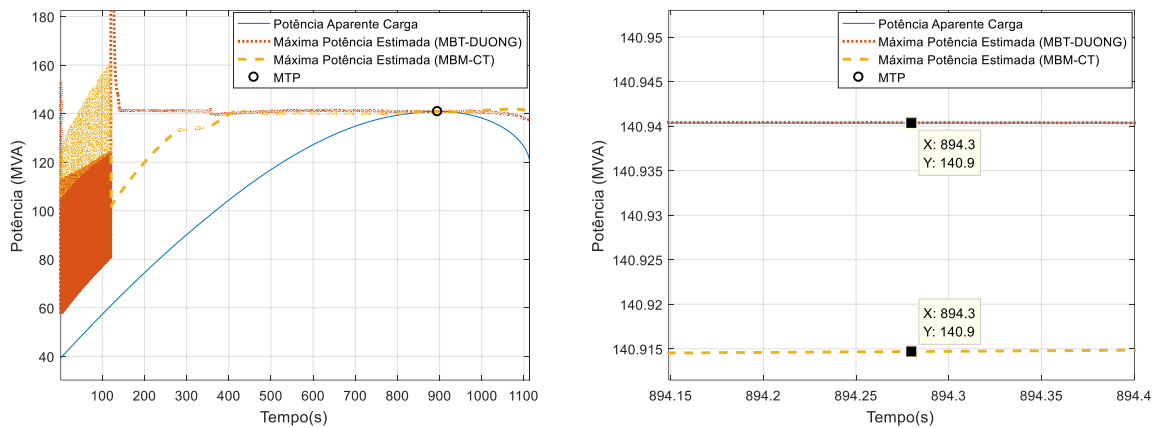


Figura 93. Sistema Didático – Monitoramento das Máximas Potências estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT, com Potência Aparente da Carga (Sensibilidade Limitação RVs)

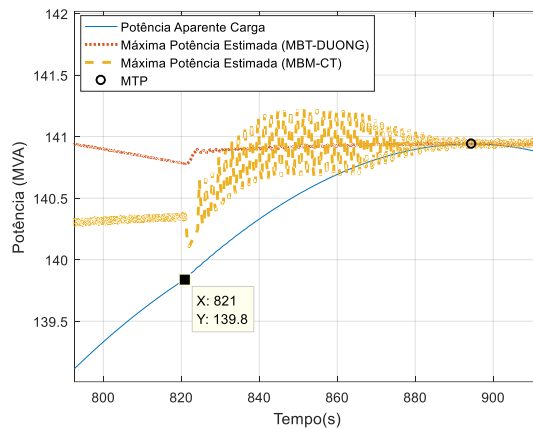


Figura 94. O momento em que G_1 alcança seu valor limite também é sensibilidade pelos indicadores de Máxima Potência Estimada de ambos métodos

4.6.1.2 Aplicando Correção proposta por DUONG et al.:

Nas análises supracitadas foi verificado que apenas com o suporte do MBM-CT, o MBT-DUONG consegue detectar as variações na topologia ocasionadas pelo alcance das turbinas das máquinas em seus respectivos limites, não requisitando a correção proposta em [16]. No entanto, com a intenção de verificar se a correção proposta é efetiva também para a ocasião dos geradores não serem considerados barras infinitas (impedâncias de geração nulas), será realizada simulação com a implementação da correção proposta, desconsiderando o suporte do MBM-CT no monitoramento das impedâncias de geração.

Como ambos geradores alcançam seus limites de potência ativa, vide Figura 88, serão previstos dois circuitos fictícios, um para a LT que conecta as barras #1 a #3, e outro para a LT que conecta as barras #2 e #3. Após aplicação da correção, os resultados de simulação estão disponíveis nas Figura 95, Figura 96 e Figura 97

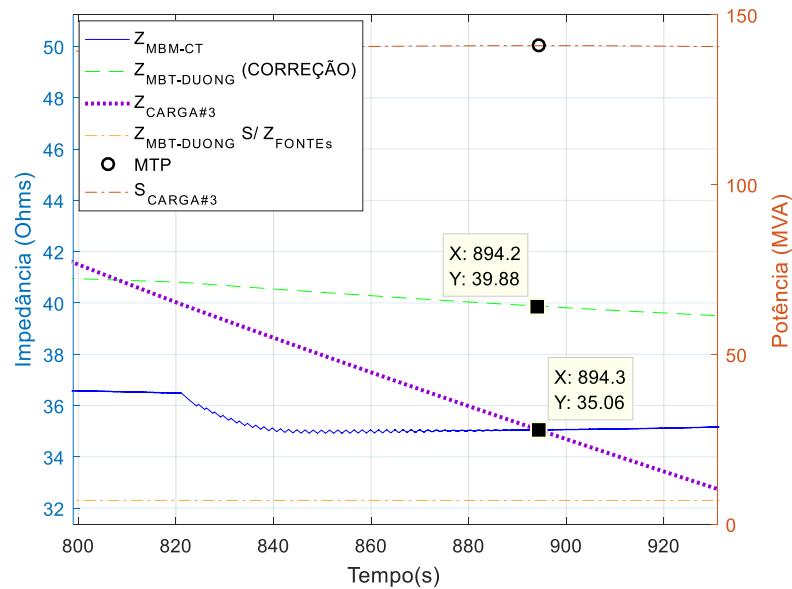


Figura 95. Sistema Didático – Monitoramento do Casamento da Impedância da Carga, com os valores estimados por MBT-DUONG (CORREÇÃO) e MBM-CT (Sensibilidade Limitação RVs)

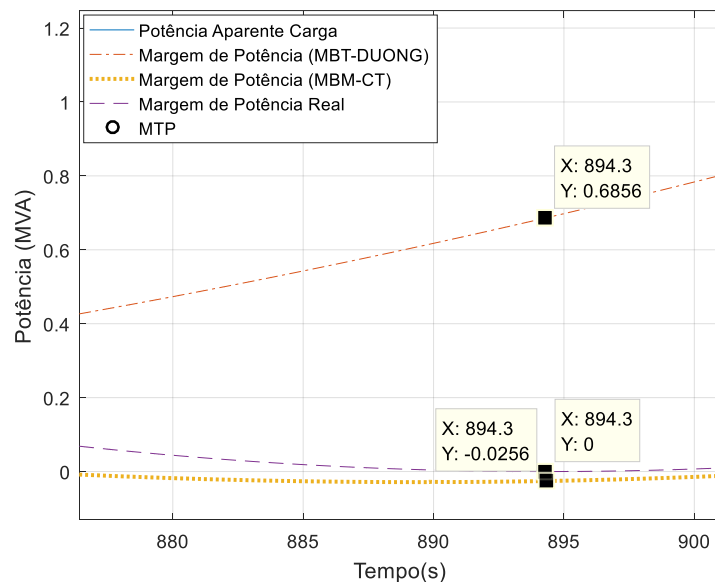


Figura 96. Sistema Didático – Monitoramento das Margens de Potência estimadas por MBT-DUONG (CORREÇÃO) e MBM-CT, com Margem de Potência Real (Sensibilidade Limitação RVs)

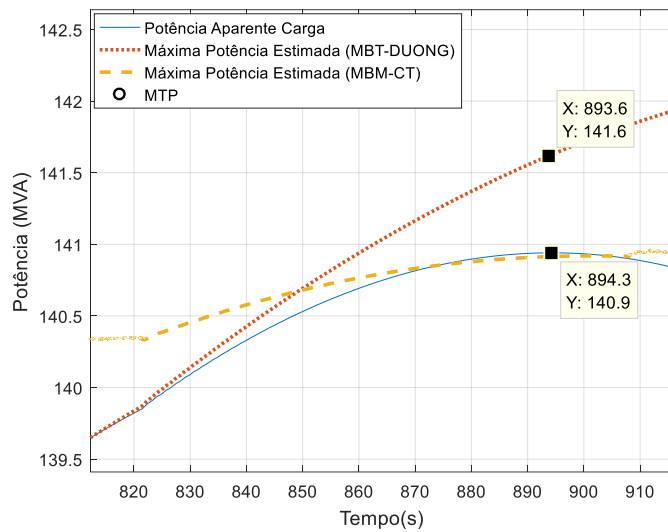


Figura 97. Sistema Didático – Monitoramento das Máximas Potências estimadas por MBT-DUONG (CORREÇÃO) e MBM-CT, com Potência Aparente da Carga (Sensibilidade Limitação RVs)

Percebe-se que independente do indicador considerado, a correção não se mostrou muito eficiente, uma vez que promoveu erros maiores do que não fosse considerada, uma vez que foi projetada para o caso de os geradores serem barras infinitas.

4.7 Sensibilidade de Variação Topológica

Uma grande realidade dos Sistemas Elétricos reais é a ocorrência de contingências (perdas de linhas de transmissão, geradores, cargas e etc), promovidas por falta e falhas sistêmicas. Com base nisso se torna relevante analisar o desempenho dos MBT-DUONG e MBM-CT para esse contexto.

Dentre as contingências supracitadas, será escolhida a da perda de um circuito existente no sistema, com a motivação de analisar principalmente o desempenho do MBT-DUONG que é totalmente dependente da topologia, para dessa forma verificar se o mesmo atualiza adequadamente o novo momento de ocorrência da MTP.

4.7.1 Caso 8: Análise da Sensibilidade da Realização de Contingência no Sistema Didático

Para realização dessa análise, o Sistema Didático foi modificado com a duplicação do circuito previamente existente entre as barras #2 e #3, através da criação de dois circuitos com o dobro da impedância original ($10+j100 \Omega$), que associados em paralelo definiriam o mesmo valor original ($5+j50 \Omega$). Na Figura 98 é disponibilizado diagrama unifilar do sistema modificado para essa ocasião.

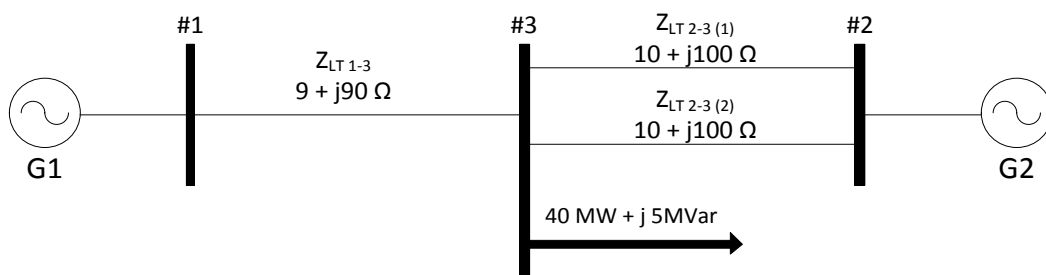


Figura 98. Diagrama Unifilar do Sistema Didático com Circuito Duplicado entre as Barras #2 e #3

Dessa maneira, será prevista a saída intempestiva de um dos novos circuitos criados no tempo $t_{CTG} = 200 \text{ s}$, e espera-se com isso que o momento de MTP ocorra antes do que na ocasião onde não há perda do circuito, e conseqüentemente que a Máxima Potência Estimada para esse caso também diminua.

Nas Figura 99 e Figura 101 encontram-se os resultados de simulação referentes à sensibilidade dos métodos à uma perda de circuito no Sistema Didático Modificado.

Na Figura 99 verifica-se que em termos das impedâncias estimadas, ambos métodos atingiram o objetivo de estimar a proximidade do momento de MTP, no entanto mais uma vez, o MBM-CT mostrou melhor desempenho, realizando uma estimação exata ao se considerar duas casas decimais para os valores de impedância obtidos.

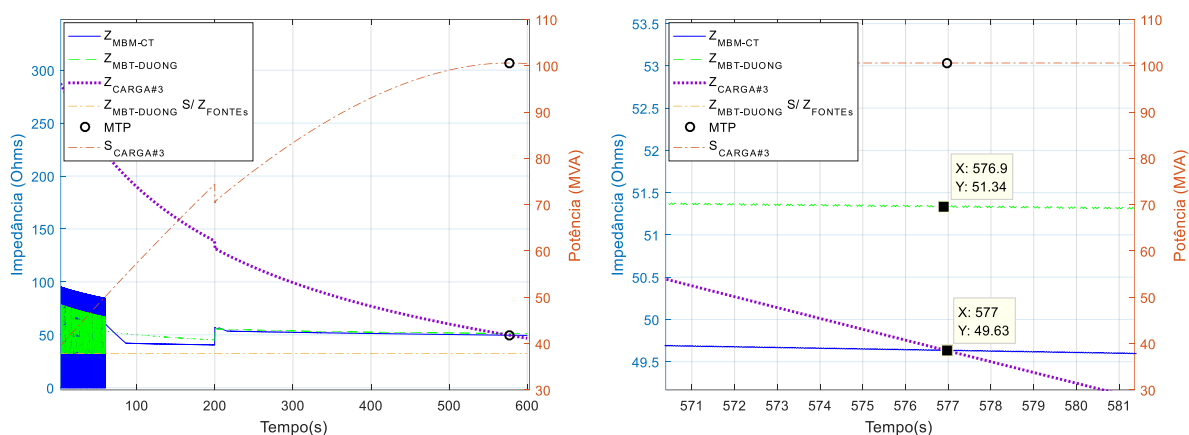


Figura 99. Sistema Didático – Monitoramento do Casamento da Impedância da Carga, com os valores estimados por MBT-DUONG e MBM-CT (Sensibilidade Variação Topológica)

Na Tabela 19 encontram-se os erros de estimação ao se levar em consideração as impedâncias obtidas no momento de MTP.

Tabela 19. Comparação dos Erros de Estimação pelos MBT-DUONG e MBM-CT (Sensibilidade Variação Topológica)

Método	Impedância MTP (Ω)	Erro Absoluto (Ω)	Erro Relativo (%)
MBT-DUONG	51,34	1,71	3,44
MBM-CT	49,63	0	0
Impedância da Carga na MTP (Referência): 49,63 Ω			

Pode-se associar este erro de estimação, por parte do MBT-DUONG, à questão abordada na seção 4.2.1, sobre o tipo de equivalente calculado por MBM-CT, que determina o módulo da impedância à montante da barra onde se realizam as medições fasoriais. Dessa maneira, para a aplicação de monitorar a impedância de geração das barras de geração, o valor obtido por MBM-CT se associa em série com o sistema à jusante de forma a completar a topologia necessária para correta estimação correta via MBT-DUONG.

Como o valor obtido está em módulo, e se faz necessário a associação com o restante do sistema, uma natureza (Resistiva ou Reativa) precisa ser escolhida para o mesmo. Como se trata de uma impedância associada à uma máquina síncrona, foi escolhida a natureza reativa, mas que, no entanto, pode acarretar em erros de estimação.

Na Figura 100 foi destacado o momento de ocorrência da contingência realizada. Verifica-se que ambas impedâncias estimadas modificam seus valores nesse momento, mostrando dessa forma uma correta sensibilidade ao evento promovido. É possível também visualizar a queda de consumo da carga com a variação topológica, uma vez que a impedância entre o G₂ e a mesma aumentou.

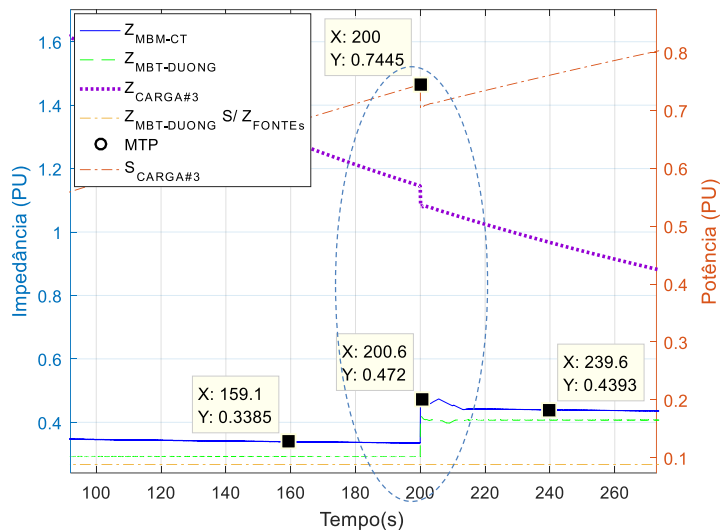


Figura 100. Sistema Didático – Variação das Impedâncias estimadas em função do momento em que um dos circuitos que conectam as Barras #2 e #3 é aberto em 200s

Na Figura 101 são disponibilizadas as Máximas Potências Estimadas pelos métodos considerados. Verifica-se que ambos conseguem explicitar o momento de ocorrência da contingência, a partir da utilização deste indicador. Até os 200s, as potências estimadas seguiam a tendência do sistema original, de aumentar a potência disponibilizada devido à uma diminuição das impedâncias de geração, vide Figura 102. No entanto aos 200 s, quando o circuito supracitado foi perdido, as estimações decaíram, como era se esperar, alcançando efetivamente à máxima potência que foi consumida pela carga por volta dos 577s de simulação.

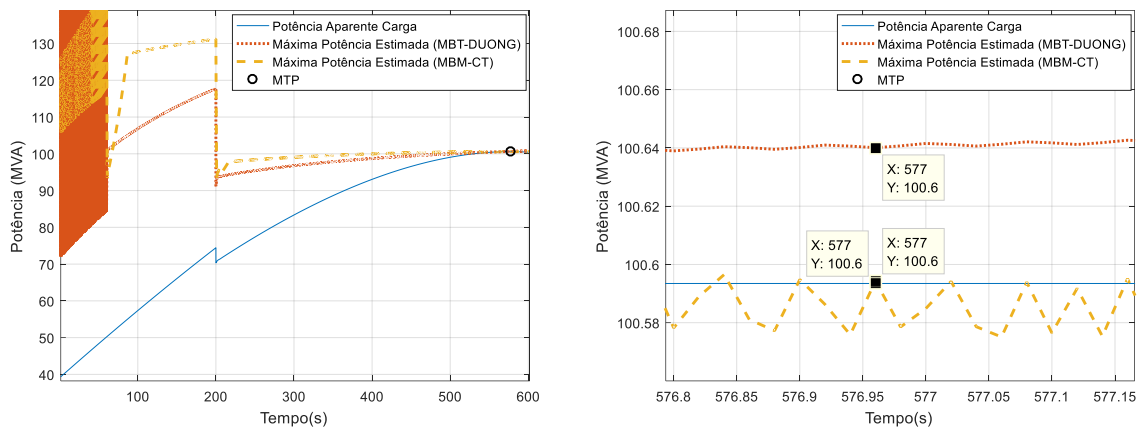


Figura 101. Sistema Didático – Monitoramento das Máximas Potências estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT, com Potência Aparente da Carga (Sensibilidade Variação Topológica)

As impedâncias de geração estimadas obedeceram novamente ao comportamento esperado, uma vez que decaíram à medida que os carregamentos de seus geradores aumentaram, como mostra a Figura 102.

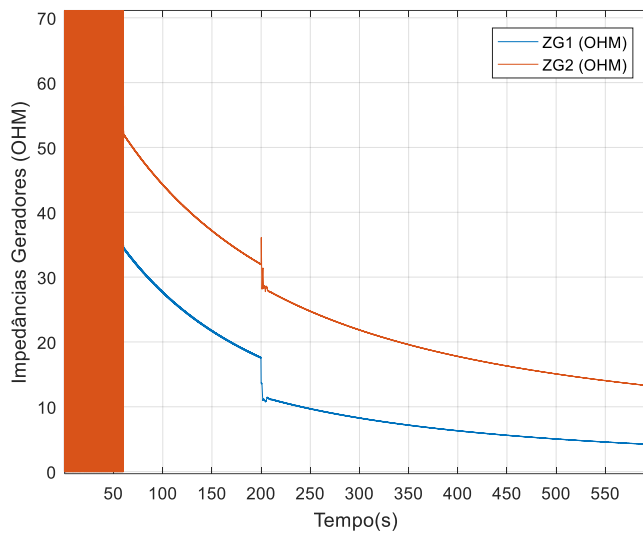


Figura 102. Valores estimados das Impedâncias de Geração $Z_{\text{FONTE}\#1}$ e $Z_{\text{FONTE}\#2}$ utilizando MBM-CT (Sensibilidade Variação Topológica)

4.8 Sistema WSCC 9-Barras – Análise em um Sistema Multi-Máquinas e Multi-Cargas

4.8.1 Características do Sistema WSCC – 9 Barras

O Sistema WSCC 9-Barras, também conhecido como “P.M. Anderson 9-bus” é um sistema apresentado em [40] para estudos de estabilidade em sistemas de potência, cuja estrutura topológica é inspirada no sistema do Western System Coordinating Council (WSCC), na América do Norte [41]. O mesmo possui 3 geradores síncronos (Barras #1, #2 e #3), 6 linhas de transmissão, 3 cargas (Barras #5, #6 e #8) e 3 transformadores de potência elevadores conectados aos geradores. Os dados do mesmo encontram-se ANEXO A

A seguir, na Figura 103, é apresentado o diagrama unifilar do Sistema 9-Barras, disponível no PSAT [39]:

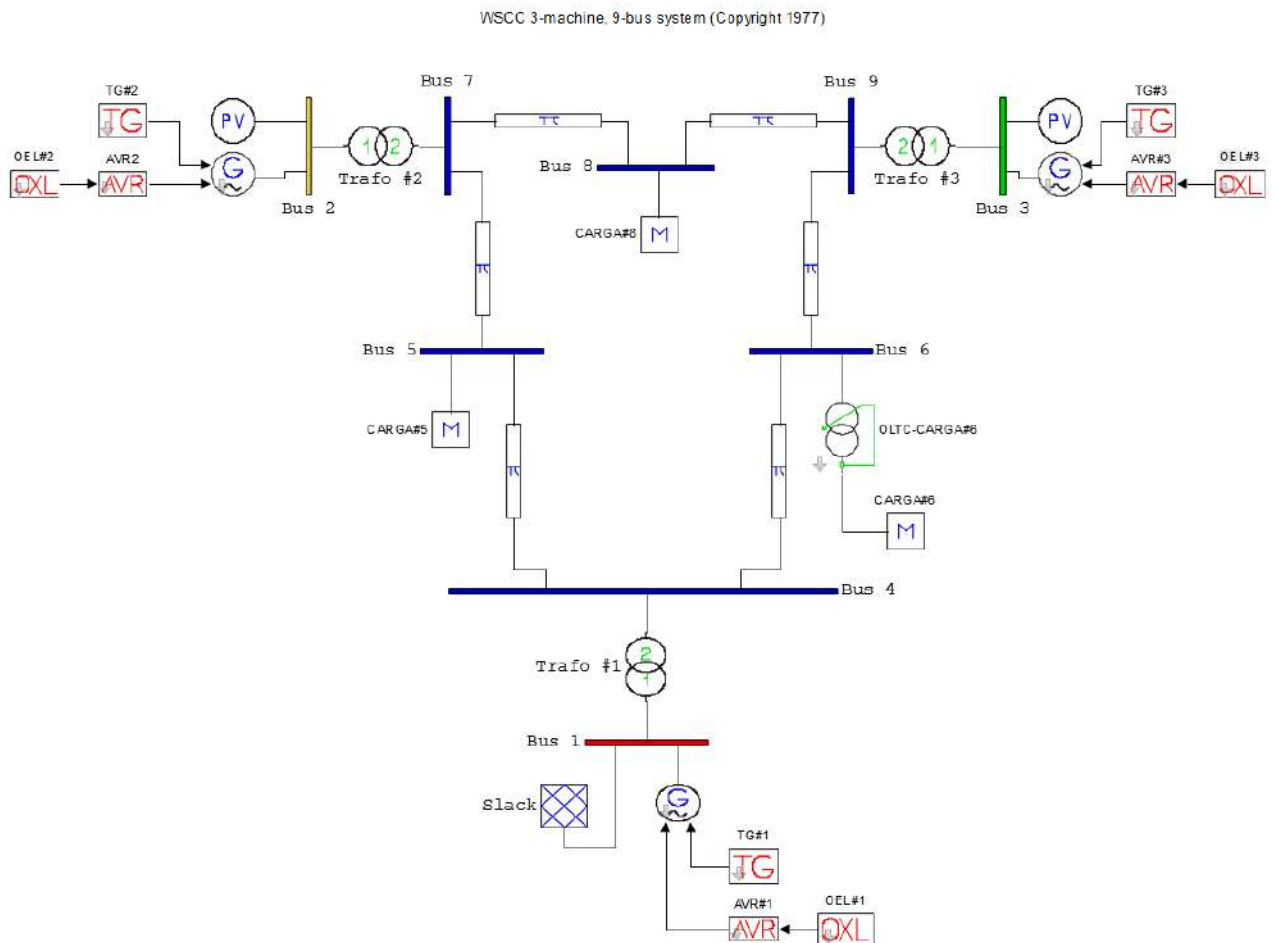


Figura 103. Diagrama Unifilar do Sistema WSCC 9-Barras

Esse sistema foi utilizado por [42] e [10] para análise da estabilidade de tensão, também utilizando o PSAT, cujo possibilita a implementação dos principais efeitos de influência na instabilidade sistêmica, como: atuação de OELs, atuação de OLTCs, limitação dos RVs e incremento de carga, até o alcance da MTP. Dessa forma, através do Sistema 9-Barras, será possível realizar uma avaliação dos métodos em questão para uma condição topológica diferente das proporcionadas pelo “Sistema Didático”, até o presente momento, uma vez que o sistema desta seção, possui uma configuração em malha fechada (vide Figura 103).

Com base no Sistema 9-Barras adquirido na base de dados do PSAT, foram inseridos reguladores de velocidade nas três unidades de geração (TG#1, TG#2 e TG#3) existentes, limitadores de sobre-excitação para monitoramento dos seus respectivos circuitos de campo (OEL#1, OEL#2 e OEL#3), conforme pode ser verificado no diagrama unifilar na Figura 103. Com o intuito de levar em consideração também o efeito da atuação de OLTC para a instabilidade de tensão, foi inserida uma unidade transformadora interligando a carga conectada na Barra #6.

4.8.2 *Caso 9: Aumento da Carga da Barra #5, considerando as cargas do Sistema do tipo I_{CTE} , atuação do OEL do Gerador G_2 e alcance de limite de Potência Ativa do Gerador G_3*

Com o objetivo de avaliar o desempenho dos métodos sob análise, a carga da Barra #5, que previamente foi identificada como sendo a barra crítica do sistema, será acrescida considerando o FP constante, até a ocorrência de sua MTP. As cargas do sistema serão consideradas do tipo I_{CTE} , analogamente ao que fora realizado em [10].

Durante as análises realizadas no sistema Didático, a consideração da influência de controles locais (OEL, OLTC, RV) para o desenvolvimento da instabilidade de tensão foi feita de maneira individual, onde em cada simulação a ação de um dos controles é evidenciada. Para o sistema WSCC 9-Barras, no entanto, as ações destes controles serão consideradas concomitantemente, com o intuito de refletir um contexto mais próximo da realidade sistêmica, que é uma ação conjunta dos efeitos, onde o objetivo será o de analisar as sensibilidades dos métodos para esta ocasião.

Para que as ações dos controles se desenvolvessem durante o crescimento de carga, com base em análises preliminares, os valores de ajuste da Tabela 20 foram implementados para os geradores G_2 e G_3 e também para o OLTC conectado a barra #6:

Tabela 20. Sistema 9-Barras – Ajuste dos Dispositivos

Dispositivo	Variável	Valor
Gerador G_2	$PMEC_{G_3}$	1,0 pu
Gerador G_3	IF_{G_2}	2,0 pu
OLTC-CARGA#6	TAP	0,8 – 1,2

Dessa forma, a partir dos ajustes, objetiva-se que durante a simulação:

- i) G_3 alcance seu limite de potência ativa;
- ii) Que corrente de campo de G_2 atinja seu valor máximo;
- iii) Que o tape do OLTC-CARGA#6 chegue até seu limite inferior.

Na Figura 104 são mostradas as potências elétrica e mecânica dos geradores do sistema WSCC 9-Barras ao longo do tempo de simulação. Percebe-se que o gerador G_3 alcança seu limite de potência ativa, como desejado, com 159,5s de simulação, promovendo com isso um carregamento mais acentuado dos demais geradores (vide Figura 105) a partir do momento em que G_3 deixa de contribuir para o aumento da carga.

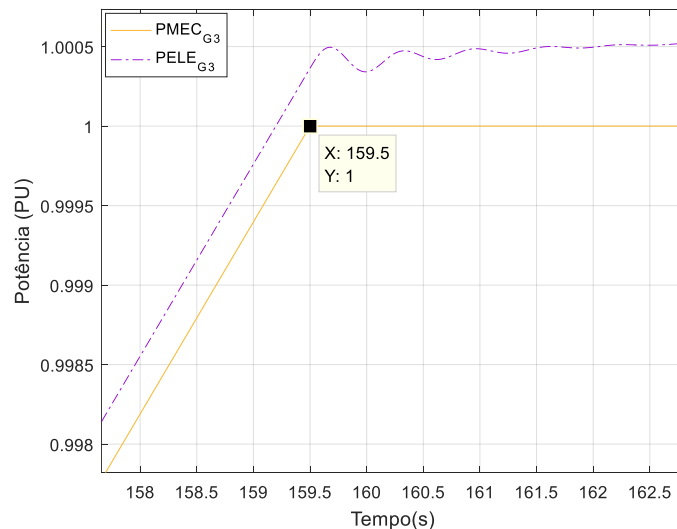


Figura 104. Potências elétrica e mecânica de G_3 . Em 159,5s o gerador atinge seu limite de potência ativa

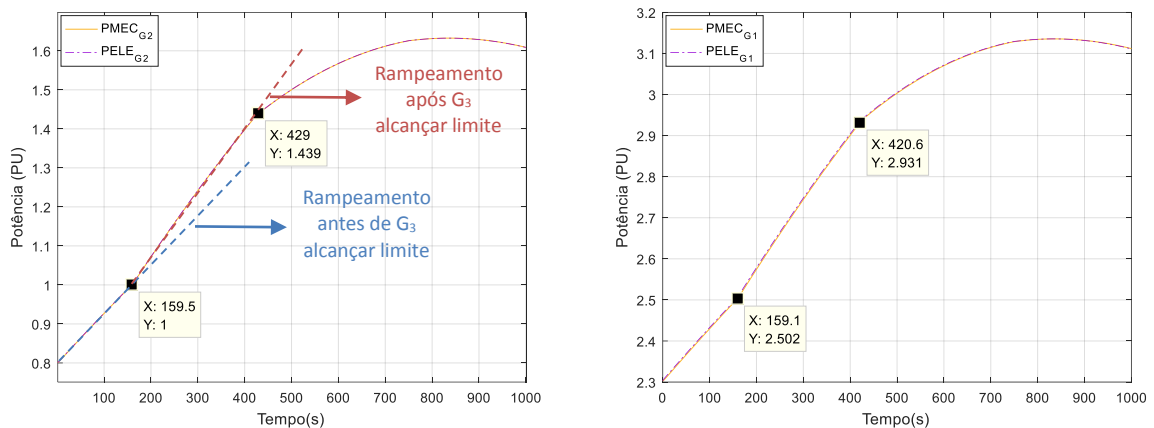


Figura 105. Potências dos Geradores G1 e G2. São destacados os momentos de alcance dos limites

Na Figura 106 são mostradas as correntes de campo dos geradores do sistema ao longo do crescimento de carga implementado. Verifica-se que a corrente de campo de G₂ atinge seu limite por volta de 420s, fazendo com que o segundo objetivo supracitado fosse alcançado.

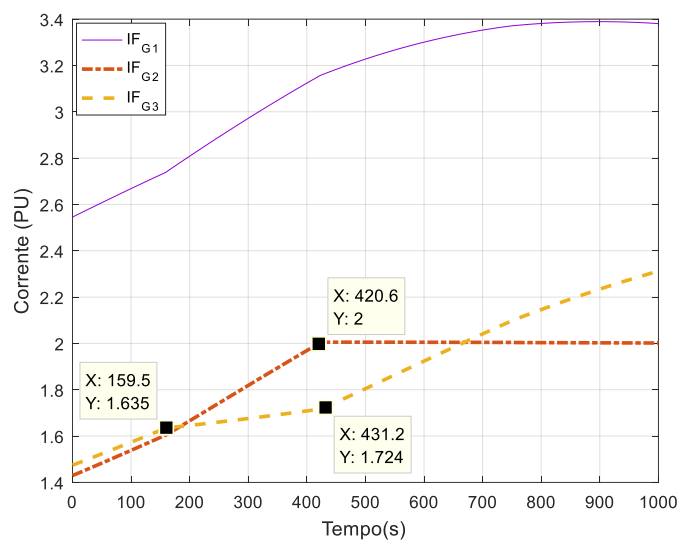


Figura 106. Correntes de Campo IF_{G1} , IF_{G2} e IF_{G3} dos geradores G₁, G₂ e G₃ respectivamente. Em destaque encontram-se os momentos em que G₂ atinge seu limite de campo e também o momento que a turbina de G₃ alcança seu limite de potência mecânica

A ocorrência da limitação do tape do OLTC também ocorre, e pode ser constatada na Figura 107, onde por volta de 750s de simulação, seu valor é fixado em 0,8, correspondente ao seu limite inferior. Após esse instante a Barra #6 perde o controle da tensão, a qual começa a decair.

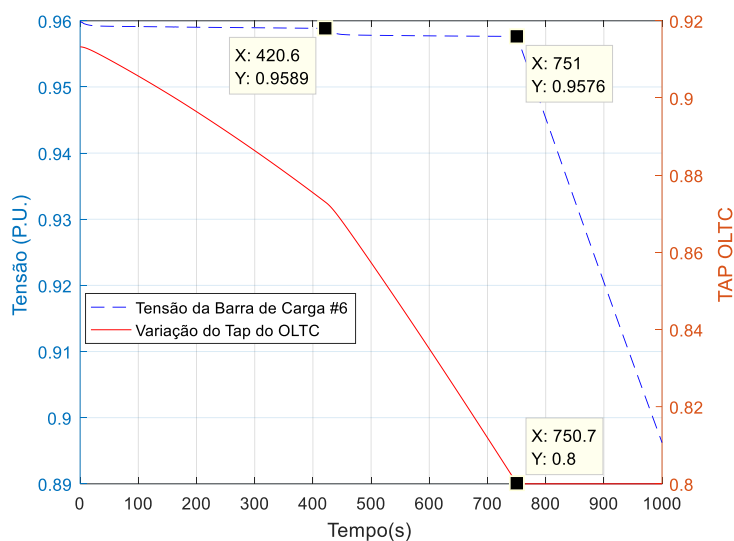


Figura 107. Sistema 9-Barras – Variação do OLTC e Tensão na Barra de Carga Controlada #6

Dessa forma, diante das ações de controle devidamente implementadas, nas Figura 108, Figura 110 e Figura 111 encontram-se os resultados de simulação obtidos utilizando os indicadores de instabilidade de tensão considerados nesse trabalho.

Pelas impedâncias estimadas na Figura 108, verifica-se que tanto o MBT-DUONG, quando o MBM-CT, conseguem identificar uma proximidade do momento da MTP.

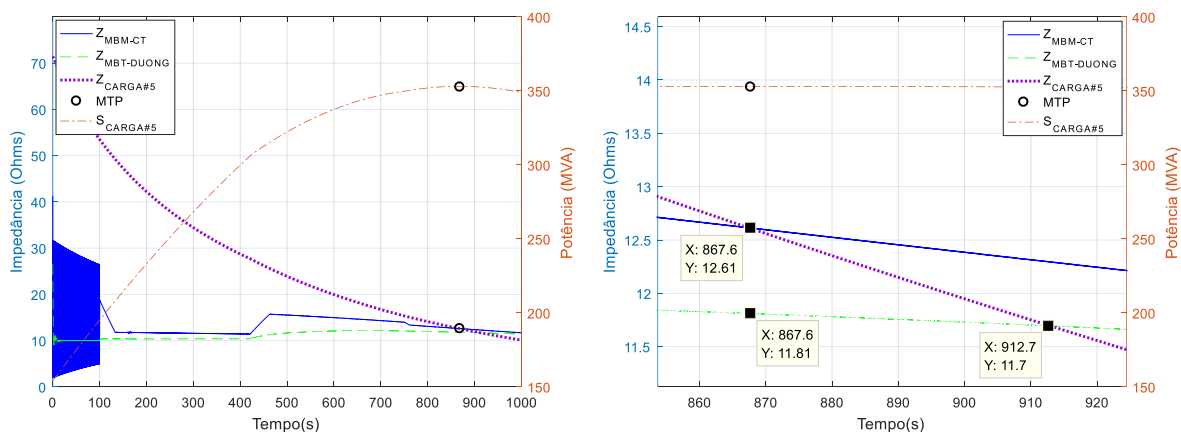


Figura 108. Sistema 9-Barras – Monitoramento do Casamento da Impedância da Carga, com os valores estimados por MBT-DUONG e MBM-CT (Sensibilidade Variação Topológica)

No entanto, verifica-se que o MBT-DUONG obteve um erro de estimação menos preciso que o MBM-CT, e conseguiu mais uma vez, estimar com exatidão o momento de MTP.

Na Tabela 21 essa afirmativa pode ser confirmada, onde são calculados os erros de estimação considerando os valores de impedância na MTP.

Tabela 21. Comparação dos Erros de Estimação pelos MBT-DUONG e MBM-CT (Sistema 9-Barras)

Método	Impedância MTP (Ω)	Erro Absoluto (Ω)	Erro Relativo (%)
MBT-DUONG	11,81	0,8	6,34
MBM-CT	12,61	0	0
Impedância da Carga na MTP (Referência): 12,61 Ω			

Cabe ressaltar que a estimação realizada por MBT-DUONG obteve um erro relativo maior do que os valores de erro obtidos para as simulações do sistema Didático. Tal desvio acentuado pode ser dado pelo fato descrito na seção 4.7.1, que comenta sobre o tipo de equivalente calculado por MBM-CT, que é um valor modular da impedância à montante. Dessa forma, quando aplicado ao “Monitoramento de Impedâncias de Geração”, tal ocasião pode agregar erros de estimação pela não possibilidade de dissociação das parcelas resistiva e reativa, uma vez que o valor de impedância estimada entra em série com o restante do sistema no MBT-DUONG. Analogamente ao considerado para as simulações no sistema Didático, será escolhida para as impedâncias de geração estimadas via MBM-CT, uma natureza reativa.

Na Figura 109, a seguir, foi realizado uma aproximação no gráfico das impedâncias estimadas por ambos os métodos, onde foram destacados os instantes de ocorrência das limitações dos dispositivos. Verifica-se que ambos algoritmos identificaram as perturbações impostas ao sistema:

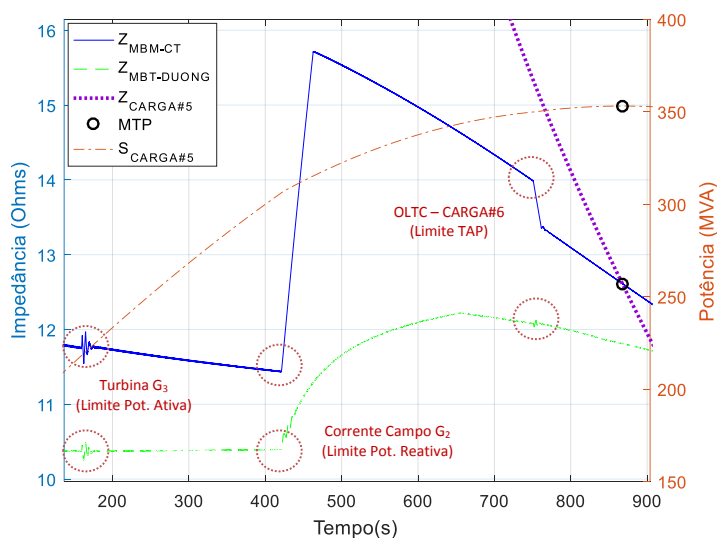


Figura 109. Sensibilidade das Estimações de Impedância feitas por MBT-DUONG e MBM-CT aos eventos aplicados ao Sistema 9-Barras

Sobre o indicador de margem de carregamento mostrado na Figura 110, verifica-se que tanto o MBT-DUONG, quanto o MBM-CT conseguem mais uma vez identificar uma aproximação do sistema ao esgotamento da potência disponível para a barra de carga em questão. No entanto o MBT-DUONG estima que no ponto de MTP ainda existiriam por volta de 500W a serem consumidos pela carga, o que configura uma pequena superestimação. Por isso, na aplicação real de algoritmos de monitoramento da estabilidade de tensão, o ideal será que o operador do sistema em questão, estabelecesse uma margem de potência de segurança para tomada de decisões protetivas para o sistema, de forma a levar em conta erros de estimação inerentes a cada método.

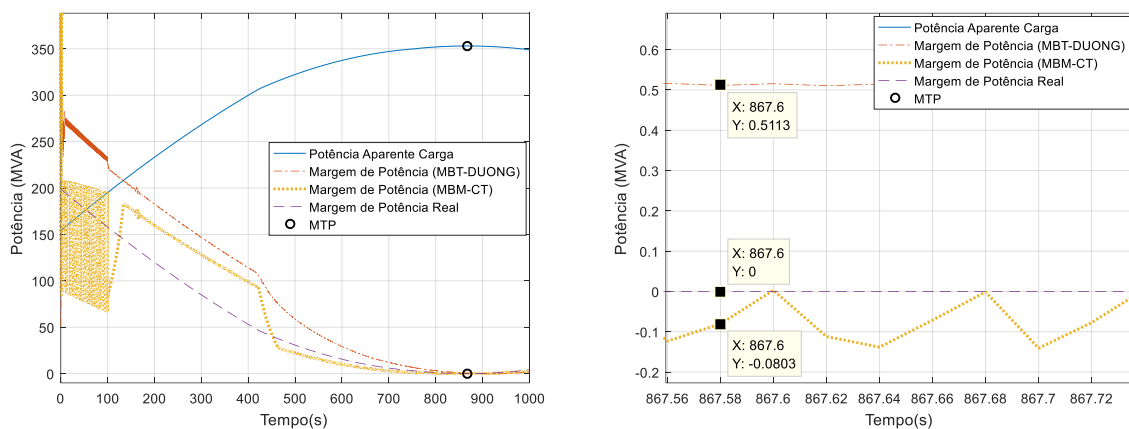


Figura 110. Sistema 9-Barras – Monitoramento das Margens de Potência estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT, com Margem de Potência Real (Aumento da Carga da Barra #5)

Para o indicadores de Máxima Potência Estimada, vide Figura 111, verifica-se que ambos conseguem uma efetiva aproximação da máxima potência aparente consumida pela carga da Barra #5. Além disso, nos momentos de ocorrência das limitações dos dispositivos supracitados, em destaque na Figura 111, os valores estimados também sofrem modificações, se ajustando, portanto, às novas condições sistêmicas.

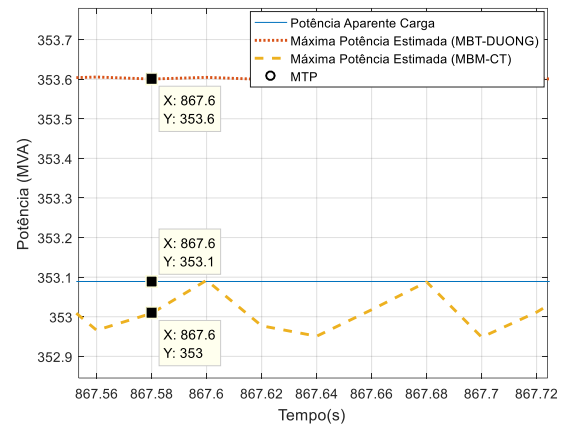
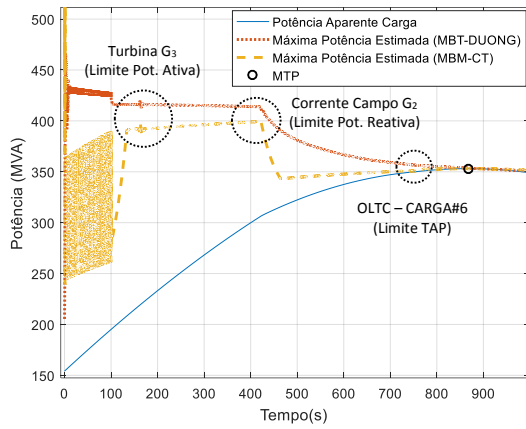


Figura 111. Sistema 9-Barras – Monitoramento das Máximas Potências estimadas por MBT-DUONG e MBM-CT, com Potência Aparente da Carga (Aumento da Carga da Barra #5)

Capítulo 5

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

5.1 Conclusões

No presente trabalho, a proposta principal foi a comparação do Método Baseado em Topologia Duong (MBT-DUONG) com o Método Baseado em Medições Fasoriais Corsi-Taranto (MBM-CT), onde nas seções 3.2 e 3.3 os mesmos foram descritos.

O MBT-DUONG, nos moldes em que foi descrito nos trabalhos [16] e [13], o mesmo se mostrou eficiente na determinação do momento de MTP quando análises estáticas são realizadas, considerando que os geradores se comportam de maneira análoga à *Fontes Ideais*, não possuem limitações de potência e com suas tensões terminais são mantidas constantes. Na Figura 12, o resultado de uma análise nesse contexto é apresentado, onde na ocasião, um Fluxo de Potência Continuado foi realizado no sistema da Figura 11. Percebe-se que o casamento entre a impedância estimada, $Z_{\text{MBT-DUONG}}$, e a impedância da carga, $Z_{\text{CARGA}\#3}$, ocorreu praticamente no ponto de MTP, assinalado pelo marcador circular, transparecendo, portanto o bom desempenho do MBT-DUONG.

No transcorrer da descrição do MBT-DUONG, os autores levantaram a questão de que o Teorema de Thévenin, com base em sua concepção original, não poderia ser aplicado à sistemas de potência dotados de geradores de pequeno porte para estimação da MTP. A motivação para essa conjectura, foi baseada na questão de os mesmos agregarem não-linearidades ao sistema, ao atingirem seus limites de potência, não funcionando, portanto, como fontes ideais.

Essa especulação pôde ser confirmada a partir das simulações mostradas nas Figura 13, Figura 14 e Figura 15, onde o gerador G_2 teve sua potência despachada “congelada” em três

patamares distintos (5MW, 10MW e 20MW), com a carga da barra #3 crescendo até o alcance da MTP. Percebe-se que a máxima potência transferida real não ocorreu mais no casamento entre a Impedância de Thévenin estimada e a da carga, mas sim com alguma antecedência, mostrando que a comparação destas impedâncias não foi apropriada para estimação do ponto crítico, uma vez que o casamento ocorreu depois da instabilidade já estar instaurada. Além disso, verificou-se que o ponto de MTP variou em função do despacho especificado, mesmo com a manutenção da topologia considerada em ambos casos, aumentando à medida que a injeção aumentou, o que foi resumido na Tabela 3.

Diante dessas limitações do sistema, verificou-se que o Teorema de Thévenin não estava mais habilitado para obter a impedância equivalente real da barra de carga em análise. Por isso foi definida a “Impedância Efetiva” (Z_{EFT}) como sendo o valor de impedância equivalente real de uma barra de carga, que difere da Impedância de Thévenin (Z_{TH}) quando existem não linearidades no sistema, cuja mesma terá o valor, em módulo, igual à impedância da carga na máxima transferência de potência. De acordo com a Tabela 3, Z_{EFT} adquire valores maiores que a Impedância de Thévenin (32,3 Ω).

Com base nesse contexto, DUONG et al propôs uma correção para este inconveniente, a qual se baseia em representar as limitações de potência ativa e reativa dos geradores de pequeno porte através de uma reatância fictícia, calculada através da equação (45). De antemão desta impedância, a mesma deverá substituir o circuito que interliga o gerador limitado, à barra de carga em questão, promovendo desta forma uma modificação topológica. Diante do novo sistema “corrigido”, a metodologia para o cálculo da impedância de Thévenin, através do MBT-DUONG da Figura 10, deve ser aplicada normalmente.

O resultado da aplicação da correção proposta pode ser verificado na simulação da Figura 18, onde foi repetido o crescimento da carga, considerando despacho de G_2 igual a 10MW. Através de uma comparação entre as Figura 14 e Figura 18 percebe-se que a correção promovida pelos autores foi bastante eficiente, uma vez que a estimação realizada neste momento se aproximou efetivamente do momento de MTP, com erro de 2,65% (aproximadamente), bem diferente dos 55,34% de desvio experimentado na ocasião original.

Após a correção supracitada, esperava-se que o MBT-DUONG já estivesse preparado ser comparado com o MBM-CT nas simulações dinâmicas projetadas para o trabalho. No

entanto, percebeu-se que as análises realizadas até o presente momento aconteceram sempre num ambiente onde a dinâmica dos geradores eram desconsideradas, então quando a modelagem dinâmica foi considerada na simulação da Figura 21, com o intuito da realização de uma análise mais próxima da realidade, a estimação da impedância realizada por MBT-DUONG ($Z_{\text{MBT-DUONG}}$) apresentou uma distância relevante do momento de máxima transferência de potência. Vale a pena ressaltar, que o MBM-CT, implementado sob as mesmas condições do MBT-DUONG, conseguiu realizar uma estimação praticamente exata.

Realizando-se uma investigação sobre a problemática ocorrida, verificou-se que a deficiência da estimação ocorreu devido à uma não contabilização de valores para as impedâncias dos geradores do sistema, o que deveria ter sido feito, uma vez que quando os modelos das máquinas síncronas são considerados, os mesmos incluem suas impedâncias. Cabe ressaltar que esta necessidade não foi declarada pelos autores do MBT-DUONG, em seus dois artigos disponibilizados publicamente [16] e [13].

À priori se conjecturou que o valor correto a ser associado aos mesmos seria um dos seus valores operacionais (reatância de Regime, Transitória e Subtransitória). No entanto, através dos testes realizados nas Figura 27, Figura 28, Figura 29 e Figura 30, constatou-se que os mesmos não eram adequados para ocasião, uma vez que as estimações continuaram distantes de representar o momento correto da MTP, e em alguns destes casos até pioraram a estimação original.

Novamente, ao se buscar uma explicação para os fatos na literatura, verificou-se através de [22, 37] que enquanto o regulador de tensão de uma máquina síncrona atua, até o alcance do limite de sua corrente de campo, as impedâncias operacionais do mesmo não devem ser contabilizadas, uma vez que a tensão é controlada em um ponto elétrico posterior a mesma (no terminal da máquina). Dessa forma, à medida que o carregamento do gerador varia, é como se não houvesse queda de tensão na impedância síncrona, pois a mesma é corrigida pelo regulador de tensão. A Figura 32 ilustra essa ocasião.

No entanto, verificou-se também que mesmo com a atuação dos RTs, a tensão terminal do gerador experimentou um pequeno desvio ao longo do seu carregamento, conforme Figura 34, referente à tensão terminal de G_1 (vide Figura 25). Com isso, foi constatado que controlar a tensão terminal não significa necessariamente que a mesma permaneça fixa. Através do modelo

dinâmico do RT implementado (vide Figura 33), constatou-se que o motivo para esse fenômeno vem do seu ganho K_a , que pode não ser infinito, com base na equação (49), sempre ocasionará um desvio da tensão terminal de regime permanente.

Para contabilizar este desvio, foi considerada a existência de uma impedância à montante da barra de geração, cuja foi denominada “Impedância de Geração” (Z_{FONTE}). Em operação normal dos RTs, o valor de Z_{FONTE} possui valor diferente dos valores operacionais (Z_{GER}), mas que, no entanto, quando os OELs atuam, as duas se igualam, como ilustrado na Figura 32. Para monitoramento de Z_{FONTE} em tempo real, foi utilizado o MBM-CT nas barras de geração, acarretando dessa forma, uma aplicação ainda não explorada pelo algoritmo: “*Monitoramento da Impedância à Montante de uma Barra de Geração, em Tempo Real*”.

Através da implementação do MBM-CT em sua nova aplicação, utilizando para isso o Sistema 2 Barras descrito na Figura 25, constatou-se que o método conseguiu de fato obter os valores à montante à barra de geração, os quais, ao serem incluídos na matriz Y_{MOD} em tempo real, possibilitaram que o MBT-DUONG efetivamente estimasse o momento de MTP, mesmo na ocasião em que o regulador de tensão foi desabilitado, conforme verificado nas Figura 39 e Figura 42, respectivamente.

Após eficácia em um sistema 2 barras, o MBT-DUONG foi implementado novamente no Sistema Didático, porém agora com o suporte do MBM-CT para estimação das impedâncias de geração de G_1 e G_2 . O Sistema Didático foi analisado com RT, sem RT, com crescimento de carga seguido de decrescimento e com crescimento de carga seguido de carga constante, e em todas simulações o MBT-DUONG obteve estimações eficientes, assim como o MBM-CT estimou de maneira coerente as impedâncias de geração. A constatação desses fatos encontram-se nas Figura 47, Figura 49, Figura 52 e Figura 54. Nesse momento, a partir do suporte do MBM-CT, o MBT-DUONG passa a estar habilitado para as simulações dinâmicas propostas para o trabalho.

Os MBT-DUONG e MBM-CT foram testados em dois sistemas: *Sistema Didático* e *Sistema WSCC 9-Barras*, cujas características estão descritas nas seções 4.1.1 e 4.8.1, respectivamente. No Sistema Didático ambos os métodos foram submetidos às seguintes condições sistêmicas: Variação do Tipo de Carga (P_{CTE} , I_{CTE} , Z_{CTE} e ZIP), Atuação de OLTC, Atuação de OELs, Limitação de Potência Ativa por parte dos geradores e Variação Topológica

(perda de circuito). Foi utilizado para comparação dos mesmos, além do indicador Z_{MATCH} , que monitora o casamento entre as impedâncias estimada e a da carga, os indicadores de “Máxima Potência Estimada” e “Margem de Potência Estimada”, os quais têm intrinsicamente a informação adicional sobre a velocidade que o sistema caminha na direção da Instabilidade, o que é de essencial interesse num ambiente de operação do sistema, para tomada de medidas protetivas.

De uma maneira geral, verificou-se que ambos métodos conseguiram estimar corretamente o momento de MTP ao longo das simulações realizadas, deixando para o MBM-CT os melhores resultados, na maior parte dos casos, levando em conta os indicadores utilizados.

Sobre as simulações referentes à limitação de potência ativa, verificou-se que apenas utilizando os valores de impedância de geração fornecidos pelo MBM-CT, de forma a complementar o MBT-DUONG, foi suficiente para obter uma impedância estimada que efetivamente transpareceu o momento de MTP, não se fazendo necessário, portanto, implementar a correção proposta por DUONG *et al*, na seção 3.3.2. As simulações referentes à esse caso estão disponíveis nas Figura 89, Figura 90, Figura 92 e Figura 93.

Ainda no âmbito da limitação de potência ativa dos geradores do Sistema Didático, o desempenho do MBT-DUONG foi também analisado levando em conta a proposta de correção feita por DUONG *et al* (seção 3.3.2). Nesse caso, foi desconsiderada a intervenção do MBM-CT na estimação das impedâncias de geração. Dessa forma, após a substituição prevista dos circuitos que interligam os geradores à carga, e cálculo da impedância de Thévenin, os resultados se mostraram um pouco distantes do momento de MTP, como pode-se constatar através das Figura 95, Figura 96 e Figura 97.

Por fim, foi realizada simulação no Sistema WSCC 9-Barras, onde nesse foram aplicadas as principais condições sistêmicas analisadas no Sistema Didático: Incremento da Carga até o alcance da MTP, Atuação de OEL, Atuação de OLTC e Limitação dos Reguladores de Velocidade. No entanto, diferente do que ocorreu para o Sistema Didático, onde os efeitos foram analisados de maneira individual, os mesmos ocorreram em uma única janela de simulação para o Sistema 9-Barras, de forma a contextualizar de maneira mais próxima com a realidade dos sistemas reais. De acordo com os resultados de simulação nas Figura 108, Figura

110 e Figura 111, ambos métodos se aproximaram do momento de MTP, onde mais uma vez o MBM-CT foi praticamente exato em sua estimação usando o indicador Z_{MATCH} .

Sobre o MBT-DUONG, o mesmo apresentou erro de estimação um pouco maior do que nas simulações referentes ao Sistema Didático, conforme Tabela 21. Este desvio foi associado ao fato do MBM-CT sempre estimar o módulo da impedância à montante da barra onde o mesmo é aplicado, com isso, para a aplicação de monitorar as impedâncias de geração, o mesmo não consegue separar as componentes real e imaginária da impedância estimada, “enxergando” somente o módulo. Dessa forma, quando a impedância de geração entra em série com o restante do sistema ao se aplicar o MBT-DUONG, uma natureza para a mesma deve ser escolhida (resistiva ou reativa), onde baseado na existência de um gerador conectado nesta barra, foi escolhida a natureza reativa. No entanto, essa ocasião pode agregar erros na estimação realizada, uma vez que a impedância real vista de um gerador, com seus controles associados, pode ter uma característica de uma impedância complexa. Como o caso 9-Barras é um sistema malhado e possui mais geradores do que o Sistema Didático, o erro de estimação de cada impedância de geração pode ter sido propagado no cálculo da impedância equivalente vista da barra #5.

Diante dos fatos pode-se dizer então que o MBT-DUONG, nos moldes originais, descrito através dos artigos [16] e [13] não estão habilitados para realização de simulações dinâmicas, uma vez que não prevê uma maneira de incluir as impedâncias dos modelos dinâmicos dos geradores síncronos. No entanto, passa a estar habilitado para tal finalidade ao se considerar um método para preencher esta lacuna, como foi previsto nesse trabalho a utilização do MBM-CT, que se mostrou bastante eficiente, mesmo não sendo projetado originalmente para esta finalidade, tornando o MBT-DUONG competitivo nas ocasiões que foram analisadas.

Sobre o MBM-CT, o mesmo confirmou seu ótimo desempenho apresentado em trabalhos anteriores, diante das ocasiões apresentadas nesse trabalho, mostrando alto grau de confiabilidade mesmo utilizando somente medições fasoriais de corrente e tensão na barra analisada. Além disso obteve êxito para a nova aplicação realizada neste trabalho, sendo capaz de analisar em tempo real o comportamento de uma máquina síncrona, sob a ótica de impedância, frente às diferentes ocasiões impressas pelo sistema em questão.

Sobre a aplicação dos algoritmos em tempo real, verifica-se que o Método DUONG *et al*, devido necessidade de atualização do sistema SCADA, perde um pouco sentido para este tipo de aplicação. Já o método CT, por utilizar somente medidas de PMU, se mostrou mais viável para aplicações nesse sentido, uma vez que possui uma alta taxa de atualização dos parâmetros necessários ao monitoramento.

5.2 Trabalhos Futuros

O presente trabalho teve a característica de explorar os principais detalhes na implementação do MBT-DUONG, que é um método relativamente novo, uma vez que teve seu algoritmo disponibilizado no ano de 2014 (3 anos atrás). A partir disso as seguintes pesquisas poderiam ser desenvolvidas:

- Teste do Algoritmo em sistemas maiores, aplicando talvez as técnicas de redução de rede disponibilizadas no artigo dos autores [16], pois como o método precisa realizar inversão da matriz Y_{BARRA} para realizar sua estimação a cada ponto de operação, em sistemas maiores uma redução da rede poderia ser relevante na redução do esforço computacional.
- Utilização de um método alternativo ao MBM-CT, para realização do monitoramento das impedâncias de geração em tempo real, de forma que seja possível obtê-las desacopladas do seu valor modular, ou seja, definidas em função de uma resistência e uma reatância. Com isso espera-se que os resultados obtidos, em relação ao presente trabalho, sejam aperfeiçoados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. TOLMASQUIM, A. GUERREIRO e R. GORINI, “Matriz Energética Brasileira: Uma Prospectiva,” *Novos Estudos*, pp. 47-69, Novembro 2007.
- [2] J. GOLDEMBERG, “Energia e Desenvolvimento,” *Estudos Avançados*, vol. 33, pp. 7-15, 1998.
- [3] Banco Mundial, “Energy Use,” The World Bank, 2014. [Online]. Available: <http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.PCAP.KG.OE?end=2013&start=1971>. [Acesso em 13 março 2017].
- [4] A. ALVES, “A valoração dos impactos ambientais associados à expansão da Matriz Elétrica Brasileira: proposta de instrumentos econômicos para a promoção das fontes alternativas limpas,” em *Dissertação de Mestrado, UFMG*, Rio de Janeiro, 2009.
- [5] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Balanço Energético Nacional 2016: Ano base 2015,” Rio de Janeiro, 2016.
- [6] ELETROBRÁS / PROCEL, “Conceitos Básicos de Energia Elétrica,” em *Energia Elétrica: Conceitos, Qualidade e Tarifação*, Rio de Janeiro, PROCEL, 2004, pp. 1-9.
- [7] Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL), “Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro e o Potencial Hidroelétrico da Região Amazônica,” Rio de Janeiro, 2012.
- [8] Ministério de Minas e Energia (MME); Empresa Brasileira de Pesquisa Energética (EPE), “Plano Decenal da Expansão de Energia 2024,” Brasil, 2015.
- [9] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Projeção da demanda de energia elétrica (2016-2025),” Rio de Janeiro, 2016.

- [10] C. CARVALHO, "Comparação de Métodos de Identificação de Instabilidade de Tensão Baseados em Medições Sincronizadas," em *Dissertação de Mestrado, UFRJ*, Rio de Janeiro, 2016.
- [11] T. VAN CUTSEM e C. VOURNAS, *Voltage Stability of Electric Power Systems*, Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [12] S. CORSI e G. TARANTO, "Voltage Instability - the Different Shapes of the "Nose"," em *2007 IREP Symposium - Bulk Power System Dynamics and Control*, Charleston, SC, USA, 2007.
- [13] D. DUONG, K. UHLEN, G. TARANTO e et al, "A Comparative Case Study of Online Voltage Instability Monitoring," em *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, Holanda, 2015.
- [14] S. CORSI e G. TARANTO, "A Real-Time Voltage Instability Identification Algorithm Based on Local Phasor Measurements," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, nº 3, pp. 1271-1279, 2008.
- [15] T. PAPAZOGLU, G. TARANTO, T. BABNIK e et al, "On Voltage and VAR Support in Electric Power System Operation," *CIGRÉ ELECTRA*, vol. 272, pp. 4-17, 2014.
- [16] D. DUONG, K. UHLEN e S. LOVLUND, "A Method for Real Time Voltage Stability Monitoring in Sub-Transmission Networks," em *2014 Power Systems Computation Conference*, Wroclaw, Polônia, 2014.
- [17] F. Milano, "Federico Milanos's Webpage," Universidade de Dublin, 7 Junho 2016. [Online]. Available: <http://faraday1.ucd.ie/psat.html>. [Acesso em 13 Março 2017].
- [18] C. INFANTE, "Detecção da Proximidade de Instabilidade de Tensão Utilizando Sincrofasores," em *Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ*, Rio de Janeiro, Julho 2012.

- [19] T. JEREMIAS, "Implementação e Análise de Metodologias de Identificação de Oscilações Eletromecânicas em um Ambiente de Aplicativos para Sincrofasores," em *Dissertação de Mestrado, UFSC*, Florianópolis, 2012.
- [20] Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), "Projeto MedFasee," UFSC, 2014. [Online]. Available: <http://www.medfasee.ufsc.br/temporeal/>. [Acesso em 24 Abril 2017].
- [21] P. KUNDUR, C. TAYLOR, T. CUTSEM e et al, "Definition and Classification of Power System Stability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, nº 2, pp. 1387-1401, 2004.
- [22] P. KUNDUR, *Power System Stability and Control*, Nova Iorque, EUA: McGraw-Hill, 1994.
- [23] W. LI e T. CHEN, "An Investigation on the Relationship between Impedance Matching and Maximum Power Transfer," em *2009 IEEE Electrical Power & Energy Conference*, Montreal, Canadá, 2009.
- [24] C. TAYLOR, *Power System Voltage Stability*, Nova Iorque, EUA: McGraw-Hill, 1994.
- [25] A. PHADKE, "Synchronized Phasor Measurements in Power Systems," *IEEE Computer Applications in Power Systems*, vol. 6, nº 2, pp. 10-15, 1993.
- [26] B. MILOSEVIC e M. BEGOVIC, "Voltage-Stability Protection and Control Using a Wide-Area Network of Phasor Measurements," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, nº 1, pp. 121-127, 2003.
- [27] I. SMON, G. VERBIC e F. GUBINA, "Local Voltage-Stability Index Using Tellegen's Theorem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, nº 3, pp. 1267-1275, 2006.
- [28] W. LI, W. WANG e T. CHEN, "Investigation on the Thevenin equivalent parameters for online estimation of maximum power transfer limits," *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol. 4, nº 10, pp. 1180-1187, 2010.

- [29] Y. WANG, I. R. PORDANJANI, W. LI e et al, "Voltage Stability Monitoring Based on the Concept of Coupled Single-Port Circuit," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 4, pp. 2154-2163, 2011.
- [30] J.-H. LIU e C.-C. CHU, "Wide-Area Measurement-Based Voltage Stability Indicators by Modified Coupled Single-Port Models," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, nº 2, pp. 756-764, 2014.
- [31] M. GLAVIC, V. MADANI e D. NOVOSEL, "Monitoring voltage stability of a transmission corridor". EUA Patente 9291655, 22 Março 2016.
- [32] S. CORSI e G. TARANTO, "Reliability analysis of voltage instability risk indicator based on a novel real-time identification algorithm," *European Transactions on Electrical Power*, vol. 21, nº 4, pp. 1610-1628, 2011.
- [33] J. GRAIGER e W. STEVENSON, *Power System Analysis*, Nova Iorque, EUA: McGraw-Hill, 1994.
- [34] M. LATON, I. MUSIRIN e A. RAHMAN, "Voltage Stability Assessment via Continuation," *International Journal of Electrical, Electronics and Computer Systems (IJEECS)*, vol. 1, nº 1, pp. 71-78, 2008.
- [35] G. STAGG e A. EL-ABIAD, *Computer Methods In Power System Analysis*, Toqui, Japão: McGraw-Hill, 1968.
- [36] S. CHAPMAN, *Fundamentos de Máquinas Elétricas*, Porto Alegre: McGraw-Hill, 2013.
- [37] I. PORDANJANI, Y. WANG e W. XU, "Identification of Critical Components for Voltage Stability Assessment Using Channel Components Transform," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, nº 2, pp. 1122-1132, 2013.

- [38] M. GLAVIC e T. VAN CUTSEM, "Wide-Area Detection of Voltage Instability From Synchronized Phasor Measurements. Part II: Simulation Results," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, nº 3, pp. 1417-1425, 2009.
- [39] MILANO, F., *Power System Analysis Toolbox, Documentation for PSAT, 2.1.8*, Jan. 2013.
- [40] P. F. A. ANDERSON, *Power System Control and Stability*, Massachusetts, EUA: John Wiley & Sons, 2003.
- [41] Illinois Center for a Smarter Electric Grid (ICSEG), "WSCC 9-Bus System," Illinois University, 2 Outubro 2013. [Online]. Available: <http://icseg.iti.illinois.edu/wsc-9-bus-system/>. [Acesso em 10 Março 2017].
- [42] Y. WANG, C. WANG, F. LIN e et al, "Incorporating Generator Equivalent Model Into Voltage Stability Analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, nº 4, pp. 4857-4866, 2013.

ANEXO A

Dados do Sistema Teste WSCC 9-Barras

A seguir serão apresentados os dados relativos ao sistema teste WSCC 9-Barras, considerado no Capítulo 4, e que se encontra disponível na biblioteca do programa de análise dinâmica utilizado, PSAT. Com base no caso original, as seguintes modificações foram implementadas:

- As potências base dos geradores considerados mudaram de 100 para 200 MVA;
- Um OLTC foi inserido entre a barra #5 e a carga conectada na mesma, para isso foi necessário a consideração de uma barra adicional, #10;
- Limitadores de sobre-excitação foram associados aos geradores;
- As cargas nas barras #5, #6 e #8, foram modificadas para $S_{L5} = 1,50 + j0,6$ [pu], $S_{L6} = 1,20 + j0,6$ [pu], $S_{L8} = 1,30 + j0,65$ [pu];

Na Figura 112, é mostrado o diagrama unifilar do sistema:

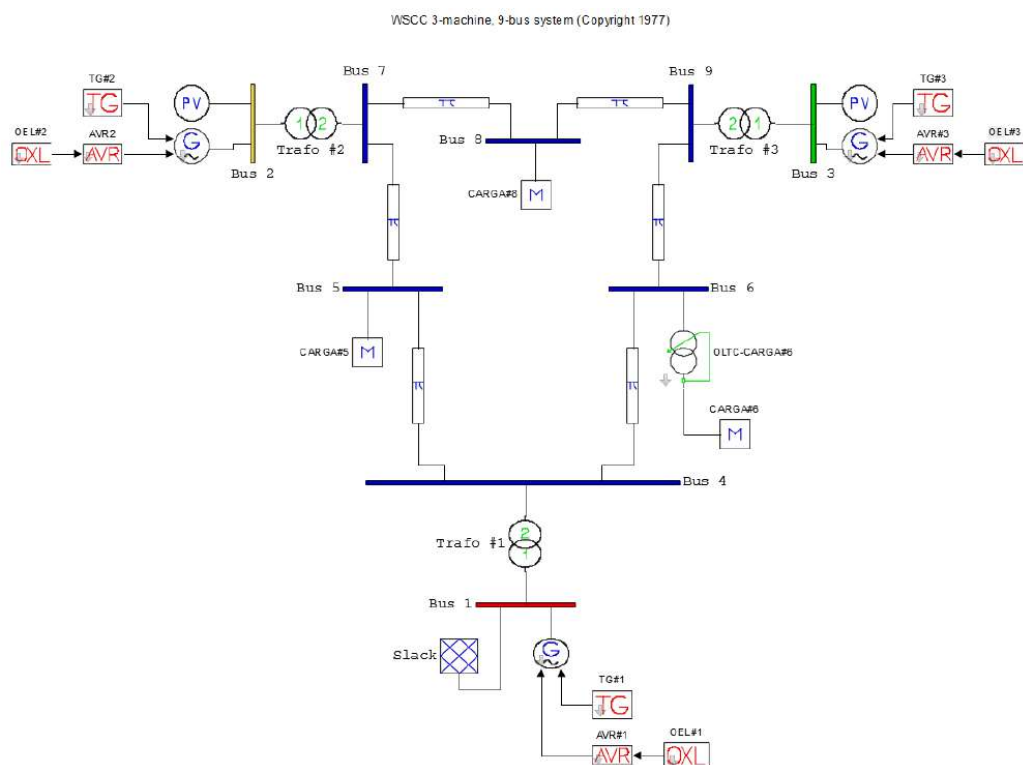


Figura 112. Diagrama Unifilar do Sistema WSCC 9-Barras

Tabela 22. Dados de barra

Nº	Tipo	Tensão [kV]	P _G [pu]	Q _G [pu]	P _L [pu]	Q _L [pu]
1	V0	16,5	-	-	-	-
2	PV	18	0,8	-	-	-
3	PV	13,8	0,8	-	-	-
4	PQ	230	-	-	-	-
5	PQ	230	-	-	1,5	0,6
6	PQ	230	-	-	1,2	0,6
7	PQ	230	-	-	-	-
8	PQ	230	-	-	1,3	0,65
9	PQ	230	-	-	-	-
10	PQ	230	-	-	-	-

Tabela 23. Dados das Linhas de Transmissão

De	Para	Tensão [kV]	R [pu]	X [pu]	B [pu]
9	8	230	0,0119	0,1008	0,209
7	8	230	0,0085	0,0720	0,149
9	6	230	0,0390	0,1700	0,358
7	5	230	0,0320	0,1610	0,306
5	4	230	0,0100	0,0850	0,176
6	4	230	0,017	0,092	0,158

Tabela 24. Dados dos transformadores

De	Para	Tensão Primária [kV]	Relação Nominal [kV / kV]	R [pu]	X [pu]
1	4	16,5	0,07173913	0	0,0576
2	7	18	0,07826087	0	0,0625
3	9	13,8	0,06	0	0,0586

Tabela 25. Dados das máquinas síncronas (modelo de ordem IV do PSAT)

De	Tensão [kV]	2H [kWs/kVA]	D [-]	x_d [pu]	x'_d [pu]	T'_{d0} [pu]	x_q [pu]	x'_q [pu]	T'_{q0} [pu]
1	16,5	47,28	0	0,1460	0,0608	8,96	0,0969	0,0969	0,31
2	18	12,8	0	0,8958	0,1198	6,00	0,8645	0,1969	0,535
3	13,8	6,02	0	1,3125	0,1813	5,89	1,2578	0,25	0,6

Tabela 26. Dados dos reguladores automáticos de tensão (tipo II do PSAT)

Parâmetro	Valor	Unidade
v_r^{max}	5	pu
v_r^{min}	-5	pu
k_a	20	pu / pu
T_a	0,2	S
k_f	0,063	pu / pu
T_f	0,35	s
k_e	1	pu / pu
T_e	0,314	s
T_r	0,001	s
A_e	0,0039	-
B_e	1,555	-

Tabela 27. Dados dos reguladores de velocidade (tipo II do PSAT)

Parâmetro	Valor	Unidade
w_{ref0}	1	pu
R	0,02	pu
p^{max}	2,2	pu
p^{min}	0	pu
T_2	10	s
T_1	1	s

Tabela 28. Dados dos limitadores de corrente de sobre-excitação

Parâmetro	Valor	Unidade
T_0	10	s
i_f^{lim}	2,5	pu
v_{OXL}^{max}	0,5	pu

Tabela 29. Dados dos OLTCs

Parâmetro	Valor	Unidade
Barra De	6	-
Barra Para	10	-
m^{min}	0,8	pu / pu
m^{max}	1,2	pu / pu
H	0	pu
K	0,1	1/s
Δ_m	0	pu / pu
d	15	%
r_T	0	pu
x_T	0,2066	pu

Os diagramas de blocos dos modelos dinâmicos considerados estão disponíveis no manual do PSAT [39].