

Análise qualitativa da modelagem de fontes renováveis em estudos de transitórios eletromagnéticos

Thiago F. S. Costa*. Antonio C. S. Lima[†]

*ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico (e-mail: tcosta@ons.org.br).

[†]COPPE/UFRJ, Universidade Federal do Rio de Janeiro (e-mail: acsl@dee.ufrj.br)

Abstract: This work presents an analysis of different models to represent renewable generation in the study of electromagnetic transients using the ATP program. Simulations were carried out in a real system analyzing the qualitative performance of the system in the face of defect applications.

Resumo: Este trabalho apresenta análise de distintas modelagens para representação de geração renovável no estudo de transitórios eletromagnéticos utilizando o programa ATP. Foram realizadas simulações em um sistema real analisando o desempenho qualitativo do sistema diante de aplicações de defeitos.

Keywords: ATP, electromagnetic transients, short circuit, renewable sources.

Palavras-chaves: ATP, transitórios eletromagnéticos, curto-circuito, fontes renováveis.

1. INTRODUÇÃO

O incentivo para utilização de fontes renováveis tem acelerado alterações na matriz energética do Sistema Interligado Nacional – SIN, com impactos na transmissão e distribuição de energia. As características intrínsecas a essas fontes podem promover diversos benefícios, como por exemplo, a proximidade entre a geração e a carga (consumidor) e consequente redução nos custos de transmissão, a diversificação das fontes de energia, o tempo de implantação e investimento reduzidos para esquemas de geração menores, dentre outros.

Atualmente, verifica-se um aumento significativo do número de geração eólica acessando ao SIN (ONS 2019), aliado a uma perspectiva de crescimento acelerado da integração também de parques fotovoltaicos (EPE 2019).

O presente trabalho concentra seus esforços em avaliar modelos de usinas renováveis para estudos de transitórios eletromagnéticos (TEM), identificando seu desempenho frente a eventos simulados na rede de Extra Alta Tensão (EAT), que no Brasil é denominada de “Rede Básica”. Os estudos de TEM aqui elencados visam avaliar as solicitações transitórias durante perturbações oriundas de falhas na rede (curto-circuito). Para atingir este objetivo, simulou-se um sistema real, localizado na região Nordeste do país.

O trabalho está dividido da seguinte forma: a Seção 2 trata da modelagem do sistema elétrico, incluindo o sistema de transmissão, distribuição, cargas e fontes tradicionais de energia existentes; a Seção 3 apresenta os modelos de fontes renováveis utilizados no estudo; a Seção 4 exibe os resultados obtidos, além da discussão acerca dos mesmos; e a Seção 5 apresenta as conclusões deste estudo.

2. MODELAGEM DO SISTEMA

Por restrições computacionais, é inviável a representação de todo o sistema elétrico no programa ATP (Alternative

Transient Program). Por isso, a região de maior influência da rede elétrica deverá ser explicitamente representada (rede retida), por meio de modelagem que viabilize a simulação do seu real desempenho transitório para os fenômenos em estudo, sendo todo o sistema mais distante reduzido e representado por equivalentes de rede. Tais equivalentes devem ser alocados a uma determinada distância elétrica dos elementos sob análise, de modo que a rede representada no ATP apresente respostas que reproduzam adequadamente os fenômenos transitórios monitorados.

A Fig.1 ilustra o mapa elétrico da região em estudo.

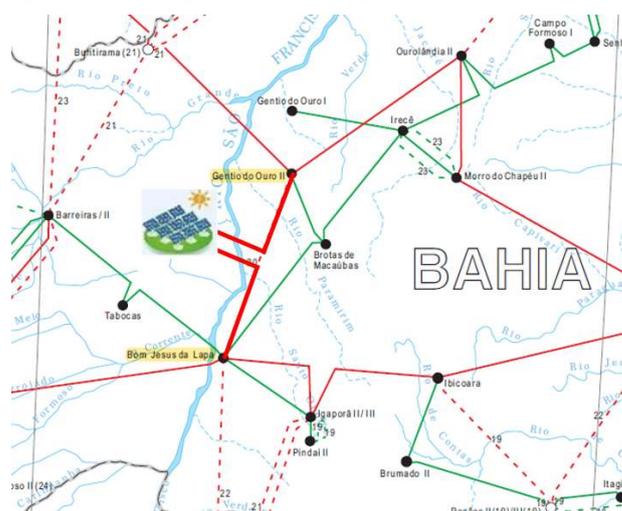


Fig.1 Região geoeletrica em análise

O detalhamento da rede modelada pode ser encontrado na Fig.22 do Apêndice.

Para a definição e modelagem no ATP da rede retida e dos equivalentes de rede (dados de resistências e reatâncias, de sequência zero e positiva, calculados na frequência de 60 Hz), foram utilizados os dados disponíveis na base de dados de

curto-circuito do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS para o programa ANAFAS (Análise de Falhas Simultâneas), do CEPEL, através do arquivo BR2112PC.ANA (Plano de Ampliações e Reforços - PAR 2020-2024). Adicionalmente, de modo a extrair as susceptâncias de sequência positiva e estimar o comprimento das linhas de transmissão, foi utilizada também a base de dados de fluxo de potência do ONS. Todos os dados utilizados, já convertidos para as unidades padrão de entrada do ATP, podem ser consultados no Apêndice.

A validação da rede modelada no ATP é apresentada na Tabela 2 do Apêndice, onde uma comparação dos níveis de curto-circuito com a referência do ONS comprova que as relações de impedância são equivalentes e, portanto, que a topologia do modelo corresponde à rede representada pelo ONS.

Com o intuito de avaliar isoladamente as respostas produzidas por modelos distintos para representação da geração renovável, não foram considerados os para-raios, pois estes equipamentos poderiam provocar alterações nas sobretensões monitoradas nas simulações durante aplicações de curto-circuitos na rede, podendo vir a distorcer as formas de onda produzidas pelo comportamento das fontes de geração, principal foco de análise deste trabalho.

3. MODELOS DAS FONTES RENOVÁVEIS

O complexo fotovoltaico será conectado na subestação de 500 kV de Sol do Sertão, por meio do seccionamento do circuito simples da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Gentio do Ouro II, através da interface de 2 transformadores 500/34,5 kV de 300 MVA. A Usina Fotovoltaica (UFV) possui capacidade instalada de aproximadamente 387 MW, com 125 inversores. A Fig.2 ilustra a subestação coletora e demais detalhes, como o seccionamento da linha de transmissão.

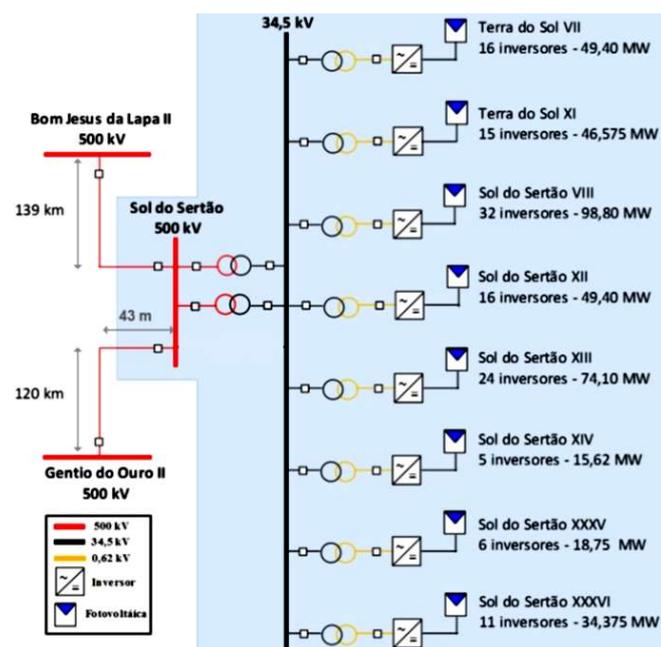


Fig.2 Diagrama unifilar detalhado da UFV

Muitos fabricantes utilizam-se de uma modelagem puramente matemática (Tavares 2013), ou seja, não há preocupação em representar os componentes físicos do equipamento.

O ATP não dispõe de uma modelagem própria para o tipo de fonte que se deseja representar, sendo necessária, a depender do estudo, a simplificação do modelo ou a utilização das subrotinas *TACS* e/ou *MODELS* (Leuven Emtc Center 1992) no seu desenvolvimento. Além disso, as lógicas efetivamente implementadas nos controles são determinantes para definir o comportamento de cada fonte durante eventos na rede, como curtos-circuitos. Dentre essas diversas lógicas, deve-se incluir, obrigatoriamente, uma que garanta o adequado comportamento da corrente durante os defeitos, conforme estabelecido no item 5.8 do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede (ONS 2021).

As mencionadas lógicas de controle são consideradas segredos industriais, portanto, com o receio de expor informações confidenciais que fazem parte da tecnologia desenvolvida e da solução empregada, os fabricantes têm disponibilizado seus modelos computacionais através de uma representação conhecida como “caixa preta” (black box model). Neste caso, alguns componentes e/ou sistemas de controle são inacessíveis ao usuário.

Este trabalho avaliará a representação de uma UFV utilizando-se os seguintes modelos: (a) fonte de tensão; (b) fonte de corrente; e (c) inversores. O intuito de realizar 3 tipos de modelagem distintas é comparar qualitativamente os resultados obtidos.

A. Fonte de Tensão

Fonte de tensão associada a uma reatância subtransitória, conforme a Fig. 3.

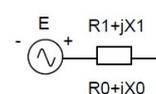


Fig. 3 Representação por fonte de tensão

Essa representação foi realizada no ATP através do uso de uma fonte do tipo 14 (fonte senoidal). Neste modelo foram ajustados a impedância, de forma a representar a corrente de curto-circuito injetada pelos inversores durante o defeito, além do módulo da tensão e ângulo da fonte de forma a injetar a potência nominal da UFV.

B. Fonte de Corrente

O programa de curto-circuito “ANAFAS” do CEPEL, modela geradores eólicos com conversor pleno (*full-converter*) /fotovoltaicos como uma fonte de corrente de sequência positiva, conforme ilustrado na Fig.4.

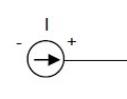


Fig.4 Representação por fonte de corrente

Na respectiva modelagem em ATP, foi utilizada a fonte de corrente do tipo 14 (senoidal). A injeção de potência ativa foi ajustada através do módulo da corrente e ângulo da fonte.

C. Representação por Inversores

A Fig.5 apresenta a estrutura geral do modelo.

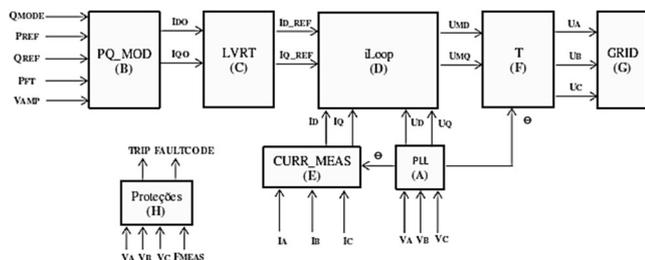


Fig.5 Diagrama de blocos do modelo PV

O detalhamento de cada bloco modelado é apresentado a seguir:

- Blocos (A) e (F): estes módulos envolvem a representação do inversor e do PLL. As transformações da referência do inversor para a do sistema são realizadas no Bloco (F) e, em seguida, as tensões são entregues à rede, representada pelo Bloco (G);
- Bloco (B): módulo responsável por gerar as correntes de referência em função dos “setpoints” de potência ativa, potência reativa e modo de controle durante operação normal;
- Bloco (C): este módulo define os valores da corrente de referência a ser injetada pelo inversor durante o distúrbio. Essas correntes devem estar em consonância com o estabelecido no item 5.8 do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede;
- Bloco (D): define os valores de tensão a serem sintetizados pelo inversor;
- Bloco (E): realiza a medição e transformação das correntes para utilização no controle;
- Bloco (H): proteções de subtensão (LVRT - *Low Voltage Ride Through*), sobretensão (HVRT - *High Voltage Ride Through*), subfrequência e sobrefrequência. É capaz de desconectar o modelo de forma definitiva, mas preservando o comportamento necessário para que o conversor não se desconecte da rede quando é esperada sua atuação.

O modelo do inversor propriamente dito, fornecido pelo Agente proprietário, foi implementado via sub-rotina *MODELS*, preservando-se as informações dos equipamentos e controles aplicados. Neste modelo, temos acesso a determinados parâmetros que podem ser ajustados, tais como: potência ativa (W) e reativa (var) inicial, tensão da rede (kV) que se conecta o inversor e modo de controle (potência reativa ou fator de potência).

A Tabela 1 relaciona as variáveis de proteção, de maior importância, implementadas neste modelo.

Tabela 1. Identificação de atuação de proteção

Descrição	Código (“FCODE”)
Operação normal	0
Sobretensão	11
Subtensão	22
Sobrefrequência	33
Ilhamento	55

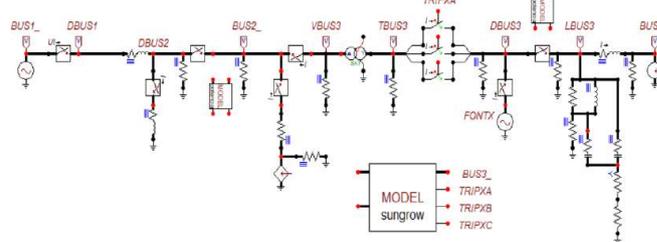


Fig.6 Representação do inversor no ATPDraw

4. RESULTADOS

Inicialmente, foi realizada uma análise expedita no domínio da frequência com o intuito de identificar condições ressonantes no ponto de conexão da UFV cujos modelos encontram-se em estudo.

O programa ATP dispõe de uma ferramenta denominada *Frequency Scan*, que possibilita a realização de varreduras na frequência para um determinado sistema em estudo. Sua utilização permitiu verificar o comportamento da impedância do sistema com a variação da frequência, no ponto de conexão, do lado de alta tensão do transformador elevador 500/34,5 kV (nó ATP: SS500), e assim determinar as frequências de ressonância.

O objetivo da análise de resposta em frequência é antecipar possíveis problemas que podem ocorrer em frequências diferentes da nominal (60 Hz), e apresentar a característica passiva da rede $Z(\omega)$.

A Fig.7 apresenta o $Z(\omega)$ da rede entre as frequências de 1 Hz a 900 Hz, com passos de 1 Hz, visto do barramento de interesse (SS500).

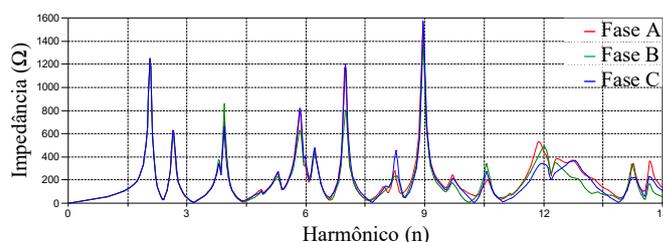


Fig.7 Resposta em Frequência ($Z(\omega)[\Omega] \times f[n]$) do sistema equivalente visto do terminal SS500

As impedâncias mais significativas da rede são observadas no 2º, 7º e 9º harmônico, com amplitudes da ordem de até 1600 Ω , como pode ser observado na Fig.7. Como há a conexão de

transformadores na barra em estudo e, estes são elementos não-lineares e fontes de conteúdo harmônico de baixa ordem, tipicamente entre 2° e 5° harmônico, o resultado apresentado na Fig.7 é justificado. São esperadas distorções moderadas em manobras de chaveamento neste ponto da rede.

Após a análise da resposta em frequência, foram realizados estudos no domínio do tempo, cujos resultados de simulação em ambiente ATP estão dispostos a seguir. Para todos os casos simulados, a mesma sequência de eventos foi realizada, a fim de permitir uma válida comparação qualitativa entre os resultados gráficos apresentados. A sequência de eventos é listada a seguir.

- $t=0s$: sistema em operação normal;
- $t=50ms$: aplicação de defeito (monofásico/trifásico) na barra “SS500”;
- $t=70ms$: extinção do defeito (sem abertura de linha);
- $t=300ms$: fim da simulação.

A Fig.8 ilustra a localização da falha aplicada.

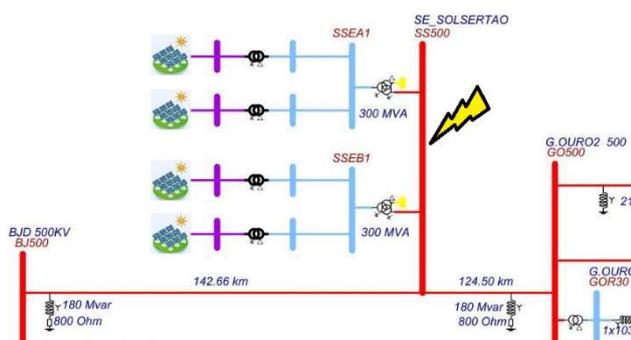


Fig.8 Localização da falha

Foram simulados 6 diferentes casos, todos respeitando os eventos descritos anteriormente, variando-se a representação (modelo) da fonte e o tipo de falha aplicada.

De forma a manter um padrão de comparação, é considerado o mesmo tempo total de simulação, mesmo passo de integração e mesma frequência de amostragem para plotagem no arquivo gráfico de saída “.pl4”.

A. Fonte de Tensão

A Fig.9 e a Fig.10 apresentam as sobretensões identificadas na barra em defeito durante aplicação de curto-circuito monofásico e trifásico, respectivamente.

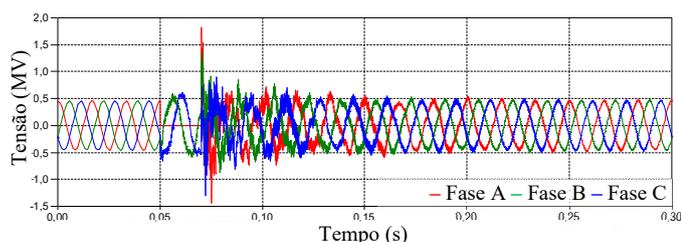


Fig.9 Fonte de Tensão – Sobretensões durante defeito monofásico.

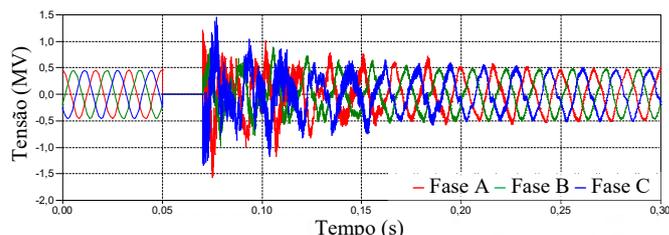


Fig.10 Fonte de Tensão – Sobretensões durante defeito trifásico

Pode-se notar que as sobretensões são elevadas, chegando ao pico máximo de 1.815,2 kV (equivalente a 4,4 pu na base 500 kV), e que há grande distorção harmônica nas formas de onda. Cabe lembrar, conforme descrito no item 2 deste trabalho, que os para-raios não foram representados, razão pela qual foram verificados valores de tensão superiores aos máximos estabelecidos.

B. Fonte de Corrente

A Fig.11 e a Fig.12 apresentam as sobretensões na barra em falha durante curto-circuito monofásico e trifásico, respectivamente.

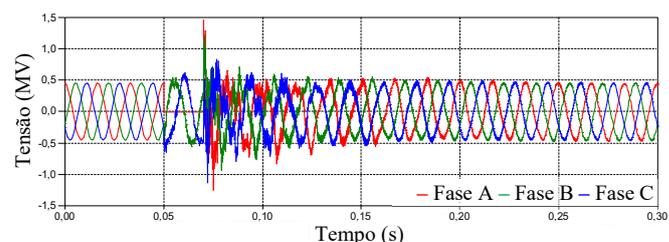


Fig.11 Fonte de Corrente – Sobretensões durante defeito monofásico

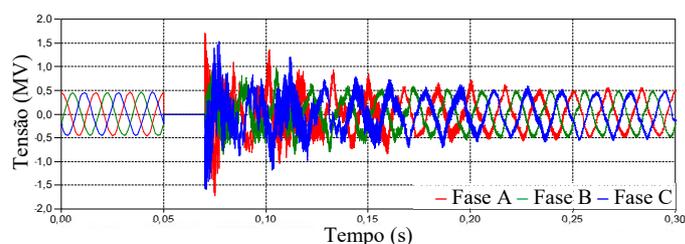


Fig.12 Fonte de Corrente – Sobretensões durante defeito trifásico

Para o modelo “Fonte de Corrente”, as sobretensões durante as falhas aplicadas foram inferiores àquelas obtidas na representação da UFV através de fontes de tensão (seção 3.A). Contudo, permanecem presentes significativas distorções harmônicas na barra em defeito.

C. Representação dos Inversores

A Fig.13 e a Fig.14 apresentam as sobretensões na barra em falha durante aplicação de curto-circuito monofásico e trifásico, respectivamente.

Para esse modelo, as simulações necessitam de um tempo mínimo de 1,0 s devido à necessidade de inicializá-lo. Sendo assim, para manter a uniformidade entre os demais oscilogramas, estes foram processados com tempo total de

1,3 s e apresentados em uma janela de 300 ms iniciando em 1,0 s. Cabe destacar que os instantes de aplicação de defeito são idênticos, de modo que essa alteração se traduz apenas em um deslocamento dos resultados no tempo.

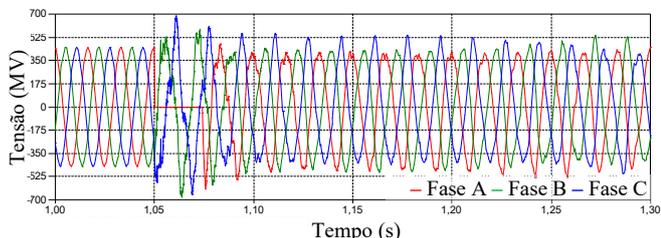


Fig.13 Inversores – Sobretensões durante defeito monofásico

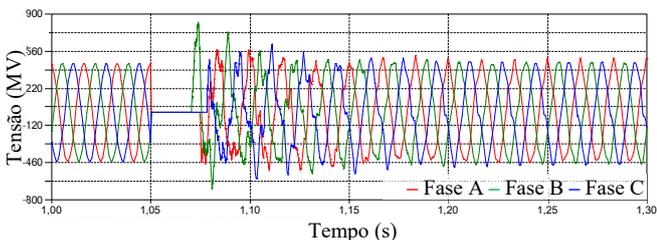


Fig.14 Inversores – Sobretensões durante uma falha trifásica

Pode-se notar que houve uma redução expressiva nas sobretensões verificadas e nas distorções harmônicas.

A redução das distorções harmônicas é justificada principalmente pela presença dos filtros, como ilustrado na Fig.6.

A injeção de potência ativa e reativa da UFV é apresentada a seguir, durante uma falha trifásica, como um detalhamento adicional dos resultados obtidos com o modelo “Representação dos Inversores”, na Fig.15 e na Fig.16, respectivamente.

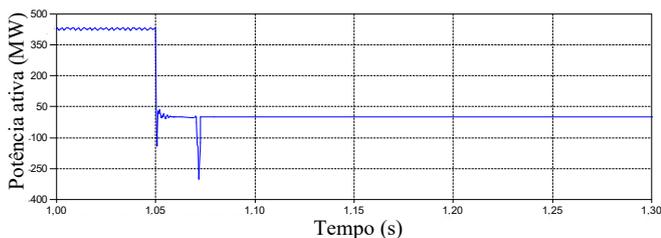


Fig.15 Inversores – Potência ativa (MW) injetada na rede

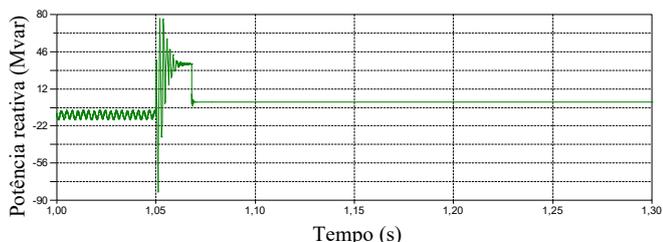


Fig.16 Inversores – Potência reativa (Mvar) injetada na rede

Pode-se observar na Fig.15 que antes da aplicação da falha, a potência ativa injetada na rede era de aproximadamente 420 MW e, após o defeito, a potência ativa foi a zero. Durante a falha, a injeção máxima de potência reativa foi de

aproximadamente 80 Mvar, conforme pode ser observado na Fig.16.

A injeção de potência reativa pelo inversor aconteceu em resposta a abrupta queda de tensão durante o curto-circuito, mas não foi suficiente para sustentar a tensão à níveis mínimos de operação do sistema, dada a criticidade do evento e à sensibilização e atuação da proteção por subtensão, como pode ser visto na Fig.17.

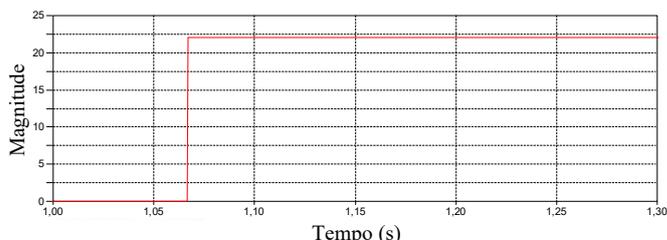


Fig.17 Inversores – “FCODE = 22” – Subtensão identificada

D. Comparativo entre os casos A, B e C

Propõe-se nesse item apresentar a comparação, em um mesmo gráfico, dos modelos investigados, com intuito de ampliar a visualização das diferenças entre suas respostas. As curvas vermelha, verde e azul representam, respectivamente, os modelos “Fonte de Corrente” (FC), “Fonte de Tensão” (FT) e “Representação dos Inversores” (INV).

São apresentados os 2 eventos distintos de aplicação de falha (monofásica e trifásica), utilizando-se posteriormente o recurso de ampliação (“zoom”) para permitir uma nítida observação das diferenças encontradas.

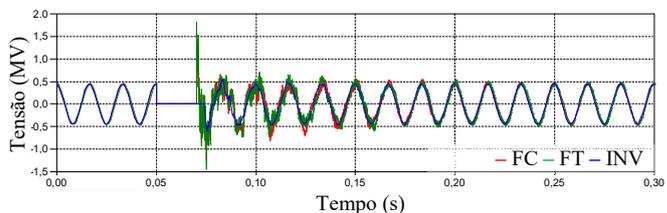


Fig. 18 Sobretensões durante uma falha monofásica

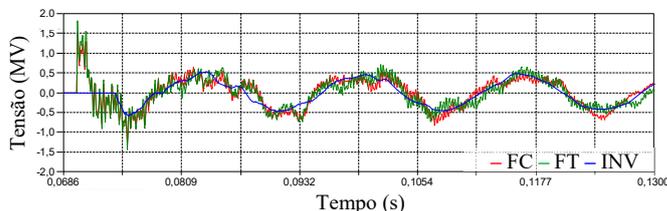


Fig.19 Sobretensões durante uma falha monofásica (zoom)

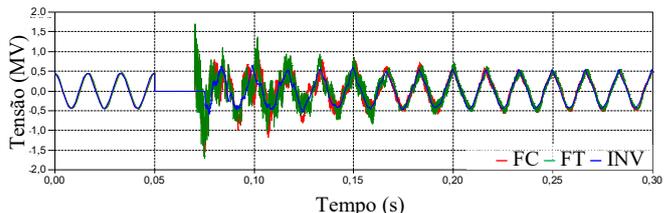


Fig.20 Sobretensões durante uma falha trifásica

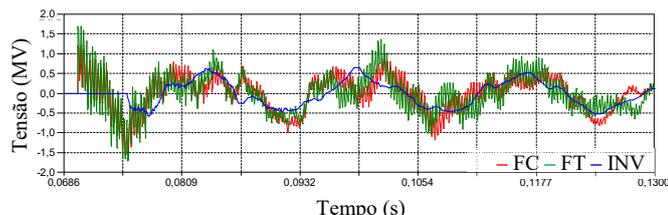


Fig.21 Sobretensões durante uma falha trifásica (detalhe)

Com exceção das amplitudes das sobretensões, o formato das ondas de tensão foi semelhante. Pode-se notar que o modelo “Fonte de Tensão” resultou nas maiores sobretensões quando comparado aos demais. A sobretensão máxima verificada através do modelo “Fonte de Tensão” foi de, aproximadamente, 2,6 vezes o valor da sobretensão máxima obtida a partir do modelo “Representação dos Inversores”, modelo que apresentou as mais discretas distorções harmônicas.

5. CONCLUSÕES

Com o presente trabalho, foi possível verificar que a modelagem de uma usina fotovoltaica (UFV) tem grande impacto sobre o desempenho verificado nos estudos de transitórios eletromagnéticos.

As análises foram realizadas com base na observação do desempenho da rede diante da aplicação de curto-circuito monofásico e curto-circuito trifásico.

Conclui-se com este trabalho que modelar a geração renovável (eólica/fotovoltaica) através de fontes de tensão ou fontes de corrente impacta em maiores sobretensões durante a aplicação do defeito. Na rede analisada, a fonte de tensão resultou em maiores sobretensões.

Os resultados obtidos com a modelagem da UFV via inversores destoaram, expressivamente, das demais modelagens. Os resultados encontrados para esse modelo se mostram aderentes aos esperados para a operação real do sistema, por conta da ação dos controles e proteções nele implementados.

Observou-se durante o processamento dos casos, que a modelagem dos inversores através de chaves controladas por TACS requer um esforço computacional maior que a representação simplificada dos modelos de fonte de tensão e fonte de corrente.

Em regime permanente, qualquer uma das modelagens apresentadas seriam adequadas para o estudo. Entretanto, a ocorrência de transitórios eletromagnéticos, como exemplo curtos-circuitos, apresentados neste trabalho, os quais levam o inversor a operar em uma região em que a dinâmica é fortemente influenciada pelo controle do conversor só são possíveis de serem avaliados com qualidade a partir de uma modelagem mais detalhada, como a representação dos inversores.

Estudos de TEM são imprescindíveis para o correto dimensionamento de equipamentos e para a segurança operativa (ONS 2013). Nesse contexto, é importante que durante a etapa dos estudos, que os Agentes geradores em conjunto com os fabricantes forneçam os modelos detalhados para análise e simulações.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001. Houve também o apoio de INERGE (Instituto Nacional de Energia Elétrica), CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) e FAPERJ (Fundação Carlos Chagas Filho de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio de Janeiro).

REFERÊNCIAS

- BPA-Bonneville Power Administration. *Alternative transients program: ATP-EMTP*. Disponível em: <http://www.emtp.org>
- Cepel, Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, (2017). *ANAFAS - programa de análise de faltas simultâneas: manual do usuário. versão 7.1.0*.
- EPE, (2019). *Plano decenal de expansão de energia 2029*. Rio de Janeiro: EPE. [Consultado em 18 de novembro de 2019]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf>
- Leuven Emtp Center, (1992). *Alternative transient program - rule book*. EMTP.
- ONS, (2013). *Diretrizes para a elaboração de projetos básicos para empreendimentos de transmissão, estudos elétricos, especificação das instalações, de equipamentos e de linhas de transmissão*. Rio de Janeiro.
- ONS, (2021). *Submódulo 2.10 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*. Rio de Janeiro.
- Tavares, C. L., (2013). *Modelagem de aerogeradores de indução dupla alimentação para estudos de transitório eletromagnético*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco.

APÊNDICE

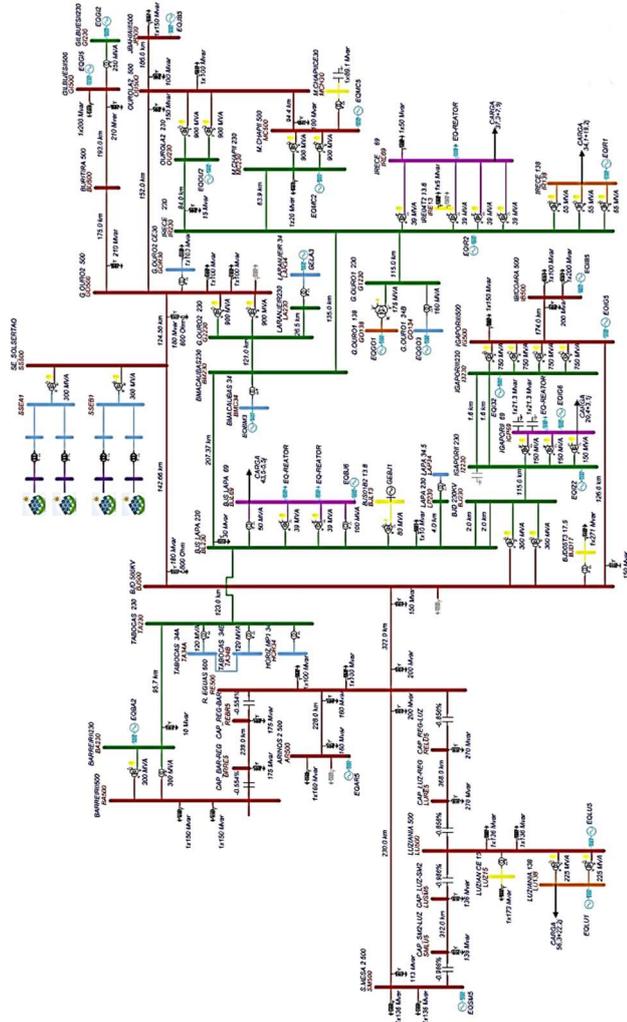


Fig.22 Diagrama unifilar do sistema equivalente representado

Tabela 2. Validação dos Níveis de Curto-Circuito

Nome da Barra	ATP	Tensão (kV)	Níveis de Curto-Circuito (kA)					
			Trifásico			Monofásico		
			ANAFAS	ATP	%	ANAFAS	ATP	%
BJD 500	BJ500	500	9,03	8,96	-0,8%	8,80	8,72	-0,9%
BURITIRA 500	BU500	500	5,02	5,00	-0,4%	3,29	3,29	0,0%
G.OURO 500	GO500	500	8,34	8,30	-0,5%	7,56	7,62	0,8%
OUROLA2 500	OU500	500	11,07	11,04	-0,3%	8,85	8,89	0,5%
R. EGUAS 500	RE500	500	12,98	12,95	-0,2%	7,99	8,25	3,3%
BJD 230	BJ230	230	12,55	12,42	-1,0%	14,50	14,32	-1,2%
BJS LAPA 230	BL230	230	12,13	12,00	-1,1%	13,93	13,74	-1,4%
BMACAUBAS230	BM230	230	4,64	4,62	-0,4%	4,05	4,03	-0,5%
G.OURO2 230	G2230	230	12,48	12,41	-0,6%	12,34	12,22	-1,0%

Tabela 3. Equivalentes de Geração

Nome da Barra	ATP	Tensão (kV)	R ₁ (Ω)	X ₁ (Ω)	R ₀ (Ω)	X ₀ (Ω)
S.MESA 2 500	SM500	500	2,61	30,04	12,71	61,00
LUZIANIA 500	LU500	500	1,97	34,10	8,52	52,54
IBICOARA 500	IB500	500	0,00	143,75	11,77	109,60
M.CHAPII 500	MC500	500	0,00	216,35	82,37	348,59
JBAHIAIII500	JB500	500	2,09	30,90	0,00	28,07
IGAPORIIII500	IG500	500	23,21	3717,50	1,84	226,99
ARINOS 2 500	AR500	500	8,73	117,75	43,31	294,30
GLBUESII500	GI500	500	3,54	245,58	12,75	90,70
IGAPORII 230	I2230	230	0,00	48,76	5,72	57,37
M.CHAPII 230	MC230	230	1,11	38,20	1,71	15,63
IGAPORIIII230	I3230	230	1,17	51,45	4,71	36,18
OUROLA2 230	OU230	230	2,17	33,73	11,29	69,60
BARREIRII230	BA230	230	132,29	935,36	6,30	45,45
GLBUESII230	GI230	230	72,18	486,73	4,11	54,23
IRECE 138	IR138	138	22,11	355,93	19043,98	19043,98
LUZIANIA 138	LU138	138	21,75	69,74	17,09	81,07
G.OURO1 138	GO138	138	3,72	53,75	0,68	15,11
BJS LAPA 69	BJL69	69	3,77	79,51	28,11	128,01
IGAPORII 69	IGP69	69	0,17	5,58	4761,00	4761,00
BMACAUBAS 34	BMC34	34,5	0,59	3,88	1190,25	1190,25
G.OURO1 34B	GO134	34,5	0,25	3,02	0,80	6,86

Tabela 4. Equivalentes Shunt

Nome da Barra	ATP	Tensão (kV)	R ₁ (Ω)	X ₁ (Ω)	R ₀ (Ω)	X ₀ (Ω)	Tipo
IRECE 230	IR230	230	529000	529000	0,00	110,78	Reativo
IRECE 69	IRE69	69	47610	47610	0,00	239,29	Reativo
BJS LAPA 69	BJL69	69	47610	47610	0,00	95,50	Reativo
BJS LAPA 69	BJL69	69	47610	47610	0,63	21,27	Reativo
IGAPORII 69	IGP69	69	47610	47610	0,00	20,00	Reativo

Tabela 5. Transformadores de 2 enrolamentos

Nome da Barra	Potência (MVA)	Relação de Tensões (kV)	Ligações	Impedância (% na base de 100 MVA)	
				Xp %	%
BARREIRAS II 500 KV - TRF2	300	500/230	≡≡	3,33	
TABOCAS 230 KV - TRF1	120	230/34,5	Δ≡	8,51	
TABOCAS 230 KV - TRF2	120	230/34,5	Δ≡	8,51	
TABOCAS 230 KV - TRF3	---	230/34,5	Δ≡	13,50	
LUZIANIA 500 KV - CER	---	500/15,7	≡Δ	5,67	
B.J. LAPA 500 KV - CER	---	500/17,5	≡Δ	14,60	
LAPA 230 KV - TRF1	---	230/34,5	Δ≡	13,89	
B.J. LAPA 230 KV - TRF1	50	230/69	≡Δ	25,72	
B.J. LAPA 230 KV - TRF4	100	230/69	≡Δ	13,02	
B.MACAUBAS 230 KV - TRF1	---	34,5/230	Δ≡	21,57	
G.OURO 2 CER 500 KV - TRF1	---	500/30	≡Δ	6,02	
LARANJEIR 230 KV - TRF1	---	230/34,5	≡Δ	15,62	
G.OURO1 230 KV - TRF2	160	230/34,5	≡Δ	8,75	
M.CHAPÉU II 500 KV - CER	---	500/30	≡Δ	5,97	
GLBUES II 500 KV - TRF1	250	500/230	≡≡	5,20	
SOL 34,5 KV A2 - TRF1	---	34,5/0,625	Δ≡	6,24	
SOL 34,5 KV B2 - TRF2	---	34,5/0,625	Δ≡	6,24	
SOL 34,5 KV C2 - TRF3	---	34,5/0,625	Δ≡	6,24	
SOL 34,5 KV D2 - TRF4	---	34,5/0,625	Δ≡	6,24	

Tabela 6. Transformadores de 3 enrolamentos

Nome da Barra	Potência (MVA)	Relação de Tensões (kV)	Ligações	Impedância (% na base de 100 MVA)		
				Xp	Xs	Xt
				%	%	%
BARREIRAS II 500 KV - TRF1	300	500/230/13,8	***Δ	3,53	-0,13	76,97
B.J DA LAPA II 500 KV - TRF1	300	500/230/13,8	***Δ	2,37	0,24	7,19
B.J DA LAPA II 500 KV - TRF2	300	500/230/13,8	***Δ	2,37	0,24	7,19
B.J LAPA 230 KV - TRF2	39	230/69/13,8	**Δ#	30,97	25,02	2,47
B.J LAPA 230 KV - TRF3	39	230/69/13,8	#Δ#	35,33	-2,26	14,23
B.J LAPA 230 KV - SIN	80	230/13,8/13,8	#ΔΔ	0,87	14,75	14,75
G.OURO 2 500 KV - TRF1	900	500/230/13,8	***Δ	1,81	-0,32	25,70
G.OURO 2 500 KV - TRF2	900	500/230/13,8	***Δ	2,10	-0,59	25,38
G.OURO1 230 KV - TRF1	175	230/138/13,8	***#	6,999	-1,00	22,34
IGAPORÃ III 500 KV - TRF1	750	500/230/13,8	***Δ	1,8847	-0,12	24,12
IGAPORÃ III 500 KV - TRF2	750	500/230/13,8	***Δ	1,9527	-0,21	24,21
IGAPORÃ III 500 KV - TRF3	750	500/230/13,8	***Δ	1,957	-0,21	24,54
IGAPORÃ III 500 KV - TRF4	750	500/230/13,8	***Δ	1,867	-0,13	24,63
IGAPORÃ II 230 KV - TRF1	150	230/69/13,8	#Δ#	9,43	-0,57	27,23
IGAPORÃ II 230 KV - TRF2	150	230/69/13,8	#Δ#	9,43	-0,57	27,23
IGAPORÃ II 230 KV - TRF3	150	230/69/13,8	#Δ#	9,43	-0,57	27,23
LUZIANA 500 KV - TRF1	225	500/138/13,8	***Δ	6,517	-0,36	19,30
LUZIANA 500 KV - TRF2	225	500/138/13,8	***Δ	6,422	-0,42	19,36
IRECE 230 KV - TRF1	55	230/138/13,8	***Δ	13,1	-1,81	34,17
IRECE 230 KV - TRF2	55	230/138/13,8	***Δ	13,08	-2,01	41,46
IRECE 230 KV - TRF3	55	230/138/13,8	***Δ	13,1	-1,81	34,17
IRECE 230 KV - TRF4	39	230/69/13,8	#Δ#	31,8	25,70	1,90
IRECE 230 KV - TRF5	39	230/69/13,8	#Δ#	31,08	24,93	2,92
IRECE 230 KV - TRF6	39	230/69/13,8	#Δ#	34,1	-1,28	13,33
IRECE 230 KV - TRF7	39	230/69/13,8	#Δ#	31,8	25,70	1,90
M.CHAPEU II 500 KV - TRF1	900	500/230/13,8	***Δ	1,7896	-0,41	74,85
M.CHAPEU II 500 KV - TRF2	900	500/230/13,8	***Δ	1,7896	-0,41	74,85
OUROLAND 500 KV - TRF1	900	500/230/13,8	***Δ	1,8517	-0,37	25,40
OUROLAND 500 KV - TRF1	900	500/230/13,8	***Δ	1,8517	-0,37	25,40
SOL SERTÃO 500 KV - TRF1	300	500/34,5/13,8	***Δ	4,8883	-0,31	34,20
SOL SERTÃO 500 KV - TRF2	300	500/34,5/13,8	***Δ	4,8883	-0,31	34,20

Tabela 7. Linhas de transmissão

ID	Nome da Barra "DE"	ATP	Nome da Barra "PARA"	ATP	Tensão (kV)	L (km)	R ₁ (Ω/km)	X ₁ (Ω/km)	B ₁ (μS/km)	R ₀ (Ω/km)	X ₀ (Ω/km)	B ₀ (μS/km)	Comp. Shunt (Mvar)	"DE" "PAR A"
C1	CAP_BAR-REG	BRRE5	CAP_REG-BAR	REBR5	500	239,0	0,013	0,184	8,875	0,296	1,061	4,438	175	175
C1	CAP_LUZ-REG	LURE3	CAP_REG-LUZ	RELU3	500	368,0	0,013	0,185	8,831	0,302	1,070	4,415	270	270
C1	CAP_SML-LUZ	SMLU5	CAP_LUZ-SML	LUSM5	500	312,0	0,016	0,261	6,199	0,345	1,463	3,100	136	136
C1	R. EGUAS 500	RE500	ARINOS 2 500	AR500	500	228,0	0,013	0,189	8,726	0,297	1,348	4,363	160	160
C1	R. EGUAS 500	RE500	BID 500KV	BI500	500	322,0	0,018	0,268	6,172	0,435	1,547	3,086	200	113
C1	R. EGUAS 500	RE500	S.MESA 2 500	SM500	500	230,0	0,014	0,244	5,582	0,293	1,241	2,791	200	113
C1	BID 500KV	BI500	G.OURO2 500	GO500	500	260,0	0,013	0,189	8,745	0,329	1,116	4,373	180	180
C1	IGAPORIII500	IG500	BID 500KV	BI500	500	126,0	0,061	0,273	6,313	0,287	0,982	3,157	---	150
C1	IGAPORIII500	IG500	IBICOARA 500	IB500	500	174,0	0,049	0,273	6,249	0,285	0,981	3,124	---	200
C1	BURITRA 500	BU500	G.OURO2 500	GO500	500	175,0	0,017	0,269	6,594	0,377	1,260	3,297	---	210
C1	G.OURO2 500	GO500	OUROLA2 500	OU500	500	152,0	0,017	0,271	6,581	0,373	1,245	3,294	---	150
C1	GILBUESII500	GI500	BURITRA 500	BU500	500	193,0	0,017	0,268	8,163	0,373	1,255	4,081	210	---
C1	JBAHIIII500	JB500	OUROLA2 500	OU500	500	186,0	0,017	0,264	6,232	0,359	1,099	3,116	---	100
C1	OUROLA2 500	OU500	M.CHAPII 500	MC500	500	94,4	0,017	0,270	6,407	0,384	1,248	3,203	---	100
C1	B.J LAPA II	BI500	S. SERTÃO	SS500	500	142,7	0,0139	0,193	8,616	0,345	1,177	3,077	---	180
C1	S. SERTÃO	SS500	G.OURO II	GO500	500	124,5	0,0139	0,193	8,616	0,345	1,177	3,077	---	180
C1	BARREIRII30	BAI30	TABOCAS 230	TAI230	230	95,7	0,097	0,515	3,778	0,332	1,279	2,493	10	---
C1	BJS LAPA 230	BL230	BID 230KV	BI230	230	2,0	0,106	0,555	2,268	0,529	1,746	1,497	---	---
C2	BJS LAPA 230	BL230	BID 230KV	BI230	230	2,0	0,106	0,555	2,268	0,529	1,746	1,497	---	---
C1	BJS LAPA 230	BL230	BMACAUBAS230	BM230	230	205,0	0,099	0,509	3,235	0,334	0,997	2,155	30	---
C1	BJS LAPA 230	BL230	LAPA 230	LP230	230	4,0	0,105	0,503	3,072	0,489	1,673	2,027	---	---
C1	BJS LAPA 230	BL230	TABOCAS 230	TAI230	230	123,0	0,097	0,498	3,169	0,325	1,303	2,092	---	---
C1	BMACAUBAS230	BM230	G.OURO2 230	G230	230	121,0	0,098	0,503	3,576	0,482	1,476	2,146	---	---
C1	BMACAUBAS230	BM230	IRECE 230	IR230	230	135,0	0,100	0,513	3,251	0,352	1,014	2,146	---	---
C1	G.OURO2 230	G230	LARANJEIR230	LA230	230	26,5	0,066	0,397	4,030	0,444	1,399	2,660	---	---
C1	IGAPORII 230	I230	BID 230KV	BI230	230	115,0	0,041	0,345	4,751	0,281	1,131	3,135	---	---
C1	IGAPORIII230	I230	IGAPORII 230	I230	230	1,6	0,036	0,364	15,359	0,175	0,870	10,137	---	---
C2	IGAPORIII230	I230	IGAPORII 230	I230	230	1,6	0,036	0,364	15,359	0,175	0,870	10,137	---	---
C1	IRECE 230	IR230	G.OURO1 230	G1230	230	115,0	0,050	0,349	4,514	0,446	1,256	2,979	---	---
C1	IRECE 230	IR230	OUROLA2 230	OU230	230	84,0	0,098	0,525	3,878	0,409	1,261	2,559	15	---
C1	M.CHAPII 230	MC230	IRECE 230	IR230	230	63,9	0,098	0,503	3,396	0,325	1,277	2,175	---	---

Tabela 8. Equivalentes de Transferência

Nome da Barra "DE"	ATP	Nome da Barra "PARA"	ATP	Tensão kV	R ₁ (Ω)	X ₁ (Ω)	R ₀ (Ω)	X ₀ (Ω)
S. MESA 2 500	SM500	GILBUESII500	GI500	500	167,93	1223,51	683480,00	523463,00
S. MESA 2 500	SM500	JBAHIIII500	JB500	500	68,26	283,75	658470,00	574473,00
S. MESA 2 500	SM500	LUZIANIA 500	LU500	500	5,76	61,50	2188,49	3033,28
LUZIANIA 500	LU500	ARINOS 2 500	AR500	500	9,51	144,33	1197,93	2684,00
LUZIANIA 500	LU500	JBAHIIII500	JB500	500	494,82	2346,04	31137500,00	16693350,00
IBICOARA 500	IB500	JBAHIIII500	JB500	500	161,78	1127,82	859798,00	885638,00
IBICOARA 500	IB500	M.CHAPII 500	MC500	500	14,55	219,69	1987,26	4383,75
M.CHAPII 500	MC500	JBAHIIII500	JB500	500	171,12	1357,59	721063,00	736655,00
JBAHIIII500	JB500	GILBUESII500	GI500	500	21,55	213,02	3374,88	7917,65

Tabela 9. Reatores de barra

Nome da Barra	ATP	Tensão	Potência (Mvar) por unidade
		(kV)	
S.MESA 2 500	SM500	500	136
S.MESA 2 500	SM500	500	136
LUZIANIA 500	LU500	500	136
LUZIANIA 500	LU500	500	136
BARREIRII500	BA500	500	150
BARREIRII500	BA500	500	150
R. EGUAS 500	RE500	500	100
R. EGUAS 500	RE500	500	100
ARINOS 2 500	AR500	500	160
IGAPORIII500	IG500	500	150
IBICOARA 500	IB500	500	100
IBICOARA 500	IB500	500	200
G.OURO2 500	GO500	500	100
G.OURO2 500	GO500	500	100
GILBUESII500	GI500	500	200
OUROLA2 500	OU500	500	100
JBAHIIII500	JB500	500	150
BJS LAPA 230	BL230	230	10
M.CHAPII 230	MC230	230	20
IRE04T2 13.8	IRE13	13.8	5
IRECE 69	IRE69	69	50
LUZIAN CE 15	LUZ15	15.7	173
BJD05T3 17.5	BJD17	17.5	271
G.OURO2 CE30	GOR30	30	103

Tabela 10. Máquinas

Nome da Barra	ATP	Tensão (kV)	R ₁ (Ω)	X ₁ (Ω)	R ₀ (Ω)	X ₀ (Ω)
LARANJEIR 34	LAR34	34.5	0,504	7,855	1190,249	1190,249
BJS01B2 13.8	BJL13	13.8	0,000	1,270	190,440	190,440

Tabela 11. Cargas

Nome da Barra	ATP	Tensão (kV)	P (MW)	Q (Mvar)
LUZIANIA 138	LU138	138	56,30	22,20
BJS LAPA 69	BJL69	69	43,50	-5,50
IGAPORII 69	IGP69	69	20,40	-3,10
IRECE 138	IR138	138	34,10	-19,20
IRECE 69	IRE69	69	37,30	7,90

Tabela 12. Banco de Capacitores

Nome da Barra	ATP	Tensão (kV)	Potência (Mvar) por unidade
IGAPORII 230	I230	230	-200
IGAPORII 69	IGP69	69	-470
IGAPORII 69	IGP69	69	-470
M.CHAPIICE30	MCH30	30	-112

Tabela 13. Equivalentes de Transformação

Nome da Barra "DE"	ATP	Tensão "DE" (kV)	Nome da Barra "PARA"	ATP	Tensão "PARA" (kV)	R ₁ (Ω)	X ₁ (Ω)	R ₀ (Ω)	X ₀ (Ω)
S.MESA 2 500	SM500	500	LUZIANIA 138	LU138	138	500,27	1498,07	55048,50	76364,75
LUZIANIA 500	LU500	500	LUZIANIA 138	LU138	138	289,02	1042,18	4567,95	13467,75
JBAHIIII500	JB500	500	GILBUESII230	GI230	230	605,31	3206,03	708617,50	756467,50
JBAHIIII500	JB500	500	OUROLA2 230	OU230	230	187,47	945,40	74744,00	86192,50