

**Evento:** XXIV Jornada de Pesquisa

**ESTUDO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO NO MODELO IEEE 14 BARRAS  
CONSIDERANDO A PERDA DE ELEMENTOS E A ENTRADA DE GD<sup>1</sup>  
VOLTAGE STABILITY STUDY ON THE IEEE MODEL 14-BUSES  
CONSIDERING THE LOSS ELEMENTS AND DG INPUT**

**Diomar Adonis Copetti Lima<sup>2</sup>, Joelson Lopes Da Paixão<sup>3</sup>, Mauro Fonseca  
Rodrigues<sup>4</sup>, Alzenira Da Rosa Abaide<sup>5</sup>**

<sup>1</sup> Pesquisa desenvolvida no programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFSM, no Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP)

<sup>2</sup> Doutorando em Engenharia Elétrica - UFSM

<sup>3</sup> Doutorando em Engenharia Elétrica - UFSM

<sup>4</sup> Doutorando em Engenharia Elétrica - UFSM

<sup>5</sup> Doutora em Engenharia Elétrica - UFSM

Resumo - Neste trabalho procuramos apresentar a sensibilidade da estabilidade de tensão de um Sistema Elétrico de Potência (SEP), frente à conexão de uma Minigeração e perda de alguns componentes. Primeiramente, é feita uma contextualização acerca do SEP, sendo explorados os conceitos de estabilidade, com foco na estabilidade de tensão. A estabilidade de tensão, que é a capacidade do sistema manter tensões aceitáveis em todos os barramentos do sistema, estando este a ser explorado em condições normais e após estar sujeito a alterações, foi o tópico de estudo de caso. Desta forma, a partir de um sistema de testes, IEEE 14 barras, definiu-se 5 casos de estudos, os quais englobaram problemas do tipo: contingência por perda de linha, perda de transformador e entrada de uma unidade de GD. As simulações utilizaram o *software* Anarede, do Cepel, para demonstrar o comportamento do sistema partir das variáveis analisadas. Com isso, é possível estabelecer as consequências das perdas de elementos e da entrada de GD nos barramentos. Nos casos analisados ficou evidenciado que a margem de estabilidade de tensão diminui, quando ocorrem contingenciamentos e/ou perdas de transformadores. Também foi possível perceber que a GD, alocada em barramentos próximos aos locais onde houve a perturbação, é capaz de elevar a margem de estabilidade de tensão nas barras do sistema.

Abstract - In this work we try to present the sensitivity of the voltage stability of an Electric Power System (EPS), with the connection of a Minigeration and loss of some components. Firstly, a contextualisation is made about the EPS, being explored the concepts of stability, focusing on voltage stability. The voltage stability, which is the ability of the system to maintain acceptable voltages across all buses of the system, being operated under normal conditions and after being subject to change, was the topic of case study. Thus, from a system of tests, IEEE 14-buses, 5 case studies were defined, which included problems of the type: line loss, transformer loss and input of a dispersed generation unit (DG). The simulations used the software Anarede, from Cepel, to demonstrate the behavior of the system from the analyzed variables. With this, it is possible to establish the consequences of element losses and DG input on the buses. In the analyzed cases it was evidenced that the voltage stability margin decreases, when there are contingencies and / or

**Evento:** XXIV Jornada de Pesquisa

losses of transformers. It was also possible to notice that the DG, located in buses near the places where the disturbance occurred, is able to raise the voltage stability margin in the buses of the system.

Palavras Chave - Estabilidade em SEP, Estabilidade de tensão, Geração Distribuída, Contingenciamento, IEEE 14 barras.

Keywords - Stability in EPS, Voltage Stability, Dispersed Generation, Contingency, IEEE-14 buses.

## I - INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é um componente diretamente ligado ao desenvolvimento e melhoria da qualidade de vida da sociedade. Sua operação contínua, sem interrupções, é um dos fatores mais fortemente avaliados pelos seus usuários [1]. Nesse contexto, é necessário ressaltar que o SEP está em constante modificação, adequando-se às condições de demanda, entrada e saída de consumidores, bem como geradores. Neste momento a entrada de fontes renováveis de energia através de Geração Distribuída (GD) vem criando um cenário diferente a cada nova ativação, podendo gerar problemas de estabilidade na rede de distribuição de energia elétrica. A partir da simulação computacional no modelo IEEE 14 barras disponibilizado pelo CEPEL, é possível analisar os efeitos e consequências da entrada ou saída dos blocos de GD quanto à estabilidade do sistema, tensão e fluxo de potência. Neste trabalho, considerou-se a inserção de uma GD conectada à barra 10, com potência nominal de 5 MW e o contingenciamento de duas linhas de transmissão e a perda de um transformador para verificar os resultados desta ação.

## II - ESTABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

A estabilidade do SEP pode ser definida como a capacidade que um sistema possui de permanecer em um estado de operação de equilíbrio sobre condições normais de operação e de atingir um estado de equilíbrio aceitável após ter sofrido uma perturbação [2]. Os SEP são projetados com o principal objetivo de atender à demanda de potência e energia requerida pelos seus consumidores dentro de certos limites de tensão e frequência. Além dos sistemas serem capazes de operar satisfatoriamente em regime permanente, eles devem ser flexíveis a presença de defeitos ou perturbações de forma a garantir a continuidade da prestação de serviço quando sujeitos a anomalias. A instabilidade pode ser caracterizada por outros motivos que não seja a perda de sincronismo, como em casos de colapso de tensão, que ocorre devido a uma sequência de eventos que leva a níveis de tensão inaceitáveis em uma grande parte do sistema de potência. O principal fator que contribui para uma instabilidade de tensão é a incapacidade do sistema de suprir a demanda de potência reativa [2].

### A. Classificação de Estabilidade em SEP

O estudo da estabilidade de um SEP divide-se em três grandes classes conforme se mostra na Figura 1. Esta classificação tem por base os seguintes fatores: o fenômeno que caracteriza o tipo de instabilidade e as causas físicas que conduzem à sua ocorrência. Assim, para o desenvolvimento

**Evento:** XXIV Jornada de Pesquisa

de métodos de análise e dos respectivos algoritmos é necessária a segmentação do problema em estudo de acordo com o tipo e a amplitude da perturbação, as variáveis necessárias, as ferramentas matemáticas, o período de tempo sob análise e as ações de controle corretivo a ser implementado.

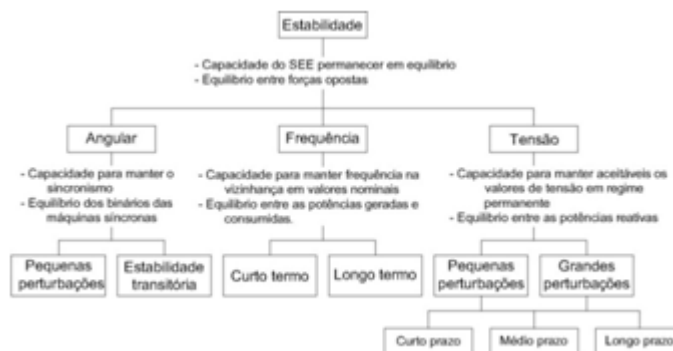


Figura 1: Classificação dos diferentes tipos de estabilidade [3].

Uma classificação de acordo com a natureza das perturbações ocorridas pode ser a seguinte:

*Estabilidade Transitória:* refere-se a capacidade dos geradores síncronos permanecerem em sincronismo, após a ocorrência de uma grande perturbação [4][5]. Ao analisar a estabilidade a grandes perturbações deseja-se investigar a capacidade do sistema elétrico em absorver os grandes impactos causados por modificações estruturais sensíveis, como curtos circuitos, saídas de linhas, efeitos em cascata, etc., que dão origem a desligamentos temporários, também conhecidos como blecautes [6]. Nesse caso, as não-linearidades inerentes aos sistemas de potência não podem ser desprezadas e a análise do sistema é conhecida como um estudo de *Estabilidade Transitória*. A resposta resultante do sistema envolve grandes excursões dos ângulos dos geradores e é influenciada pela relação não-linear entre potência e ângulo [2]. Segundo a definição do IEEE, diz-se que um sistema de potência é estável do ponto de vista da estabilidade transitória para uma condição de operação particular e para uma dada grande perturbação se, após a ocorrência da perturbação, o sistema é capaz de alcançar uma condição de operação aceitável.

*Estabilidade de Regime Permanente:* refere-se a capacidade dos geradores síncronos permanecerem em sincronismo quando o sistema é submetido as pequenas perturbações[4][5]. Estudos que pressupõem uma perturbação infinitesimal do ponto de operação (regime quase-estático) procuram verificar se o ponto de operação é um ponto de equilíbrio instável, ou seja, se uma pequena perturbação pode acarretar o aparecimento de oscilações de amplitudes crescentes que levarão a perda de sincronismo. Este último tipo de análise tem sido chamado de *Estabilidade Dinâmica*. Sendo assim, para o estudo de pequenas perturbações as equações diferenciais que representam o sistema podem ser linearizadas em torno de um ponto de operação estável, nesse tipo de estudo, preocupa-se com o comportamento à longo prazo do sistema, portanto, a influência de reguladores e governadores deve ser levada em consideração.

**Evento:** XXIV Jornada de Pesquisa

Outros autores ainda fazem associações distintas com os termos referentes à estabilidade. No entanto, geralmente, a falta de estabilidade, vem associada com a utilização de equipamentos inadequados, falta de coordenação, controle e proteção, ou insuficiente reserva de potência ativa/reactiva.

### III - MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO

Conhecer e analisar os parâmetros que fazem o SEP manter suas condições normais de operação são fundamentais para a concepção da estabilidade do sistema.

#### B. Linha de transmissão

A Figura 2 mostra o circuito equivalente monofásico de uma linha de transmissão, para sua análise em estado de operação trifásico e equilibrado. Nessa figura os componentes de tensão e correntes são as variáveis, enquanto os parâmetros das linhas foram assumidos distribuídos ao longo da mesma [7].

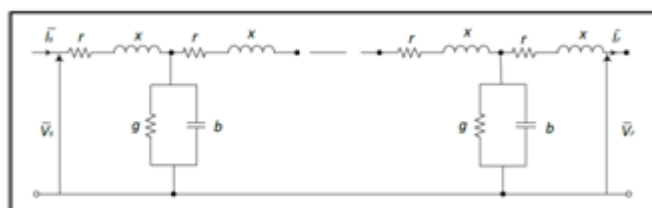


Figura 2: Circuito equivalente de uma linha de transmissão de parâmetros distribuídos.

Os parâmetros do circuito são descritos na Tabela 1.

Tabela 1: Parâmetros da linha de transmissão [7].

$r$	resistência serie por unidade de longitude por fase ( $\Omega / Km$ )
$x = \omega \cdot L$	reatância serie por unidade de longitude por fase ( $\Omega / Km$ )
$L$	indutância serie por fase ( $H / Km$ )
$g$	condutância shunt por unidade de longitude por fase ( $S / Km$ )
$b = \omega \cdot C$	susceptância shunt por unidade de longitude por fase ( $S / Km$ )
$l$	comprimento da linha ( $Km$ )

Onde  $w = 2\pi \times f$  e  $f$  é a frequência do sistema. A impedância série e admitância shunt por fase por unidade de longitude são definidas como,  $z = r + jx$  e  $y = g + jb$ . Cada um dos parâmetros da Figura 14 tem significado físico e é ligado a um comportamento particular da linha de transmissão. Assim a resistência  $r$  representa a perda por efeito Joule, ela depende do fluxo da corrente ao quadrado, do tipo, e da construção e diâmetro do condutor utilizado. A indutância serie  $L$  depende do fluxo ligado entre a seção transversal do condutor e o fluxo concatenado dos outros condutores. A condutância  $g$  representa as perdas por efeito corona e a corrente de fuga

**Evento:** XXIV Jornada de Pesquisa

nos isoladores. Estes parâmetros usualmente não são constantes, por exemplo, a perda por efeito corona depende da umidade do ar, enquanto a fuga depende da sujeira e sal na superfície dos isoladores. A capacitância  $C$  é devido à diferença de potencial entre os condutores. Como a tensão é de  $CA$ , a capacitância shunt é alternadamente carregada e descarregada resultando um fluxo de carga de corrente [7].

C. Transformadores de potência

Os transformadores são necessários para conectar as partes dos SEP operando em diferentes níveis de tensões. Além de alterar os níveis de tensão, são utilizados para controle da tensão e potência reativa. São quase sempre equipados com *taps* em um ou mais enrolamentos, permitindo trocar a relação de transformação.

Os transformadores de potência são classificados geralmente em três categorias: *Gerador-transformador (step-up)*: transformador que liga o gerador com a rede elétrica. *Transformadores de transmissão*: são utilizados para conectar diferentes partes da rede de transmissão, usualmente em diferentes níveis de tensão, ou conecta o sistema de transmissão com o sistema de distribuição. *Transformadores de distribuição*, reduzem a tensão para os níveis requeridos pelo consumidor. Neste trabalho, serão analisados recursos na distribuição de energia elétrica e monitoradas a estabilidade de tensão, fluxo de potência e frequência nominal do sistema, para indicar a condição instantânea e capacidade do sistema em auto ajustar-se.

D. Sistemas de controle

Para efetuar a simulação computacional do sistema proposto é necessário conhecer as restrições e controles necessários. Dessa forma, serão apresentados, resumidamente alguns pontos importantes. Os parâmetros da máquina síncrona se descrevem na Tabela 2.

Tabela 2: Parâmetros da máquina síncrona [7].

$R_s$	resistência estatórica
$u_{sa}(t), u_{sb}(t), u_{sc}(t)$	tensões instantâneas em cada fase do estator
$i_{sa}(t), i_{sb}(t), i_{sc}(t)$	correntes instantâneas em cada fase do estator
$\phi_{sa}(t), \phi_{sb}(t), \phi_{sc}(t)$	fluxos totais através de cada fase do estator
$R_f$	resistência do enrolamento rotórico
$u_f$	tensão instantânea do rotor
$i_f$	corrente instantânea do rotor
$\phi_f$	fluxo total através do enrolamento do rotor

A modelagem da máquina síncrona é importante porque ela mantém a estrutura do sistema em fornecimento (geração) e consumo (máquinas elétricas) [8]. As máquinas síncronas possuem um



**Evento:** XXIV Jornada de Pesquisa

enrolamento trifásico no estator e um enrolamento de excitação, alimentado com corrente contínua, no rotor. Além disto, pode também apresentar enrolamentos amortecedores no rotor. Se a máquina síncrona é alimentada com uma frequência constante, a sua velocidade conservar-se constante. A velocidade constante chama-se de “velocidade de sincronismo” e depende da frequência de trabalho e do número de polos da máquina.

Existe um regulador de tensão no sistema, o AVR (*Automatic Voltage Regulator*) que regula a tensão terminal do gerador controlando a corrente fornecida aos enrolamentos de excitação do gerador síncrono. O transdutor mede os elementos de corrente, potência, tensão e frequência do gerador. O papel do regulador CA é manter a tensão no estator do gerador, e outros controles auxiliares e funções de proteção que funcionam através do regulador para controlar o campo dos enrolamentos de excitação do gerador síncrono [7]. O regulador CC mantém uma tensão contínua constante sobre o gerador de campo e comumente referida a um controle manual. É utilizado para o teste e quando o regulador de CA falhar [7].

A aplicação desses conceitos sobre o IEEE 14 barras [9] torna possível simular em ambiente computacional as consequências da entrada da minigeração distribuída, associada ou não a contingenciamentos de linhas e/ou transformadores no fluxo de potência e na estabilidade de tensão.

#### IV - SIMULAÇÃO E DISCUSSÃO

O cenário montado partiu da implementação do sistema IEEE 14 barras no software ANAREDE do Cepel, conforme Figura 3.

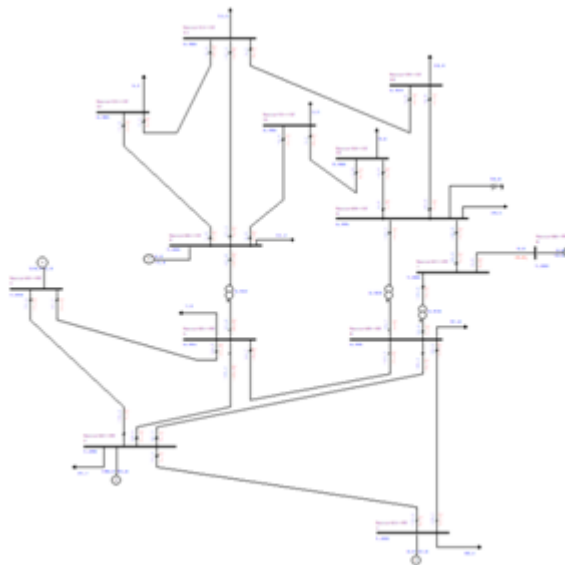


Figura 3: Sistema IEEE 14 barras no ANAREDE

**Evento:** XXIV Jornada de Pesquisa

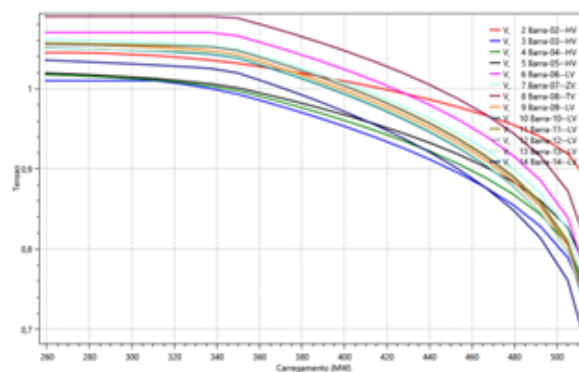
A implantação cada vez mais presente de plantas de GD no sistema elétrico, seja a partir de microgeração nos sistemas de distribuição, ou minigeração com potências de até 5MW, levam à necessidade de se conhecer as possíveis contribuições destas plantas à estabilidade do sistema. A partir do sistema IEEE 14 barras, disponibilizado pelo CEPTEL, juntamente com o *software* ANAREDE, buscou-se realizar simulações com o objetivo de visualizar as possíveis contribuições da Minigeração [10] conectada a uma das barras do sistema. O sistema IEEE 14 barras apresenta as seguintes características:

- Uma barra de referência; Quatro barras PV (barra 02 - gerador síncrono, barra 03 - compensador síncrono de 40 MVAR, barra 06 - compensador síncrono de 24 MVAR e barra 08 - compensador síncrono de 24 MVAR); Nove barras PQ; Vinte ramos (desesete linhas e três transformadores); Onze cargas (259 MW e 75 MVAR); Um capacitor *shunt* (19 MVAR);

Para o sistema IEEE 14 barras definiu-se 5 casos de estudo, a partir do caso base. O primeiro passo do estudo é o (caso 0), no qual obteve-se as características de operação do sistema IEEE 14 barras sob condições normais. Foram analisados dados de ponto de máximo carregamento, margem de estabilidade, percentual de carregamento, tensão crítica e barra crítica.

No caso 1 foram realizadas simulações considerando o sistema com contingenciamento da linha 2-4. Já no caso 2 é considerado um contingenciamento da linha 2-4 e perda do transformador entre as barras 04 e 09. A partir do terceiro caso, além do contingenciamento e perda de transformador assumiu-se a inserção de uma minigeração de 5 MW conectada à barra 10. Assim, o caso 3 simula o sistema sob condições normais de operação (caso 0), com a entrada da minigeração distribuída. No caso 4 é considerado sistema com contingenciamento da linha 2-4 e com a entrada da minigeração distribuída. E, no caso 5, adota-se a entrada da minigeração distribuída na barra 10 junto com o contingenciamento da linha 2-4 e perda do transformador entre as barras 04 e 09. Em todos os casos, o fluxo de potência continuado é rodado considerando crescimento de carga, por área, de 5MW.

- A. Caso 0: Ponto de máximo carregamento: 511,93 MW; Margem de estabilidade: 252,93 MW; Percentual de carregamento: 49,41%; Tensão crítica: 0,6865; Barra crítica: 14.



**Evento:** XXIV Jornada de Pesquisa

Figura 4: Curvas PV das 14 barras para condição de Operação Normal.

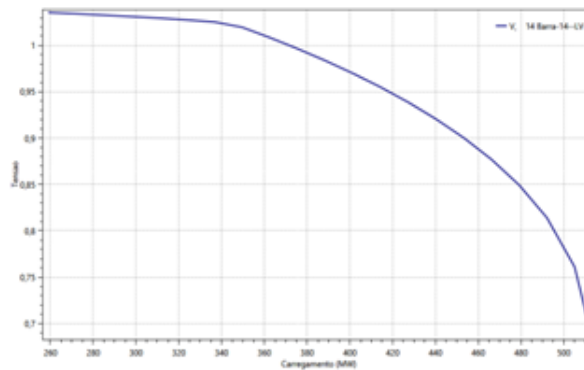


Figura 5: Curva PV da barra crítica para condição de Operação Normal.

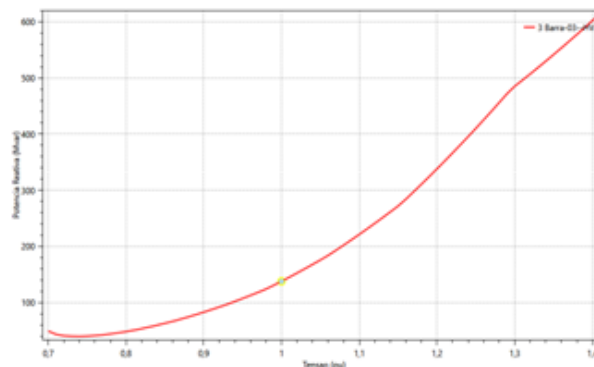


Figura 6: Curva QV da barra 3 para condição de Operação Normal.

Para a retomada da estabilidade de tensão, a barra 3, a qual necessita do maior suporte de reativos, precisa de uma injeção de 138 MVar.

- B. Caso 01: Ponto de máximo carregamento: 452,03 MW; Margem de estabilidade: 193,03 MW; Percentual de carregamento: 42,70%; Tensão crítica: 0,6896; Barra crítica: 14.



**Evento:** XXIV Jornada de Pesquisa

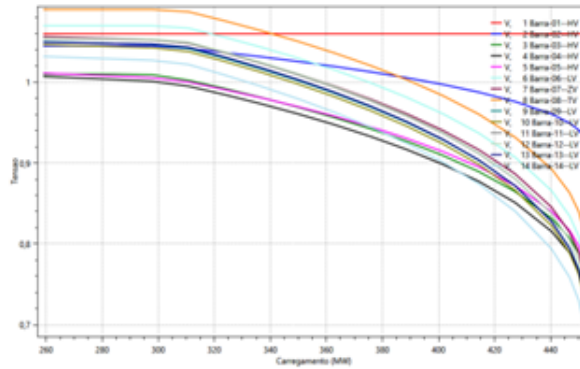


Figura 7: Curvas PV das 14 barras para o caso 01.

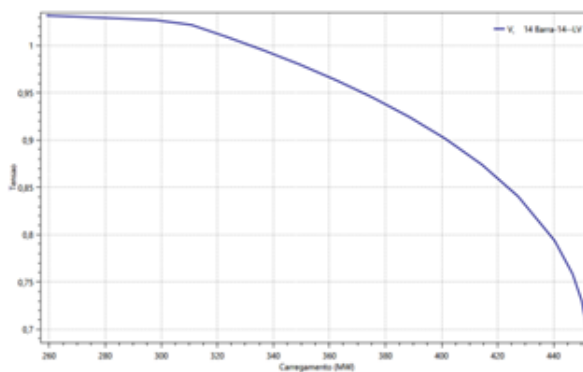


Figura 8: Curva PV da barra crítica para o caso 01.

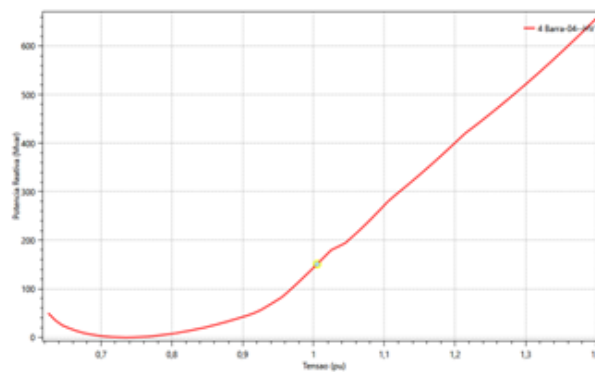


Figura 9: Curva QV da barra 4 para o caso 01.

**Evento:** XXIV Jornada de Pesquisa

Para a retomada da estabilidade de tensão, a barra 4, a qual necessita do maior suporte de reativos, precisa de uma injeção de 150 MVar.

C. Caso 02: Ponto de máximo carregamento: 438,68 MW; Margem de estabilidade: 179,68 MW; Percentual de carregamento: 40,96%; Tensão crítica: 0,6893; Barra crítica: 14.

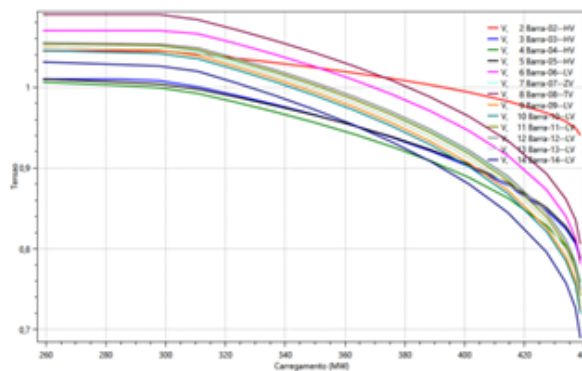


Figura 10: Curvas PV das 14 barras para o caso 02.

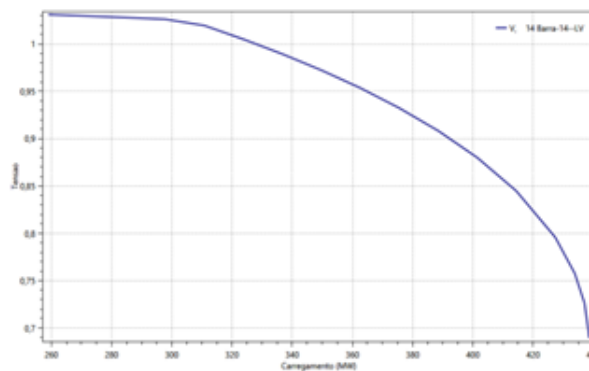


Figura 11: Curva PV da barra crítica para o caso 02.

**Evento:** XXIV Jornada de Pesquisa

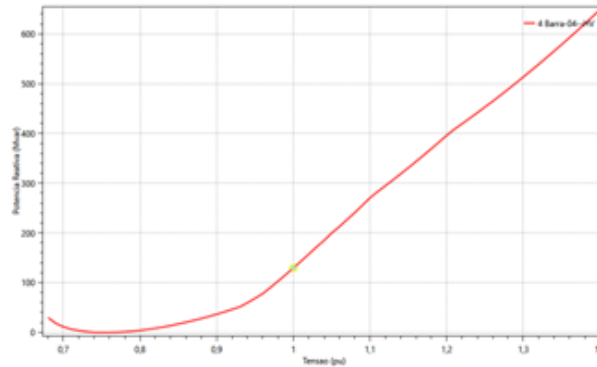


Figura 12: Curva QV da barra 4 para o caso 02.

Para a retomada da estabilidade de tensão, a barra 4, a qual necessita do maior suporte de reativos, precisa de uma injeção de 129 MVar.

D. Caso 03: Ponto de máximo carregamento: 524,07 MW; Margem de estabilidade: 265,07 MW; Percentual de carregamento: 50,58%; Tensão crítica: 0,6873; Barra crítica: 14.

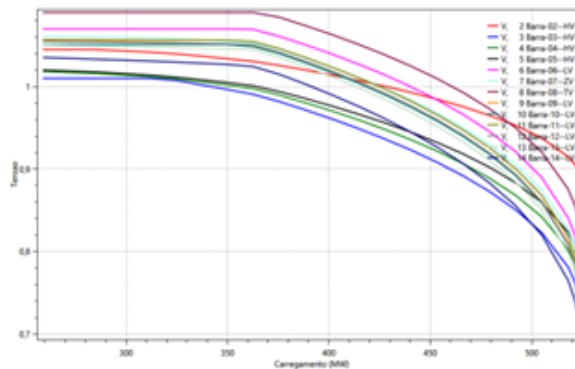


Figura 13: Curvas PV das 14 barras para o caso 03.

**Evento:** XXIV Jornada de Pesquisa

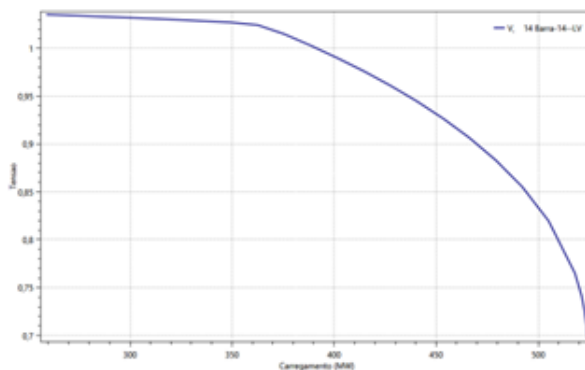


Figura 14: Curva PV da barra crítica para o caso 03.

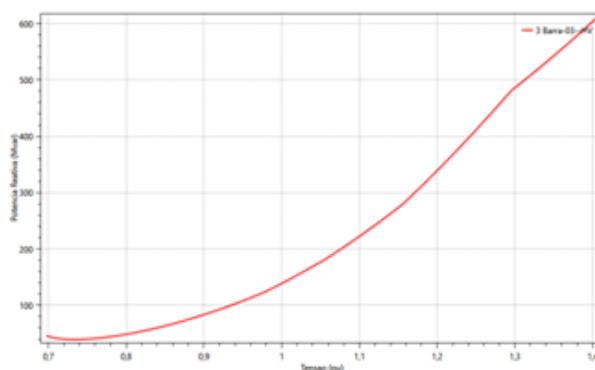


Figura 15: Curva QV da barra 3 para o caso 03.

Para a retomada da estabilidade de tensão, a barra 3, a qual necessita do maior suporte de reativos, precisa de uma injeção de 144 MVar.

E. Caso 04: Ponto de máximo carregamento: 464,68 MW; Margem de estabilidade: 205,58 MW; Percentual de carregamento: 44,25%; Tensão crítica: 0,7031; Barra crítica: 14.

**Evento:** XXIV Jornada de Pesquisa

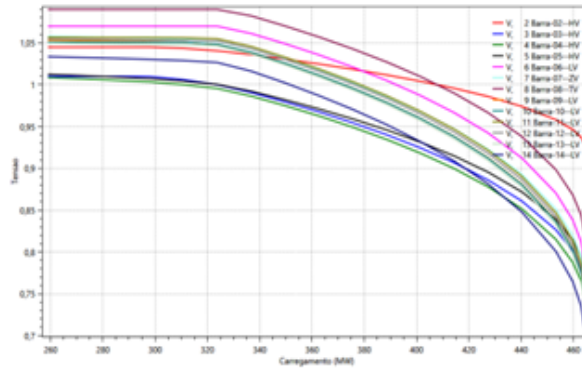


Figura 16: Curvas PV das 14 barras para o caso 04.

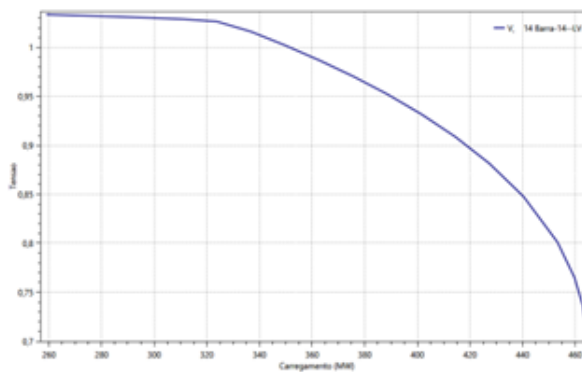


Figura 17: Curva PV da barra crítica para o caso 04.

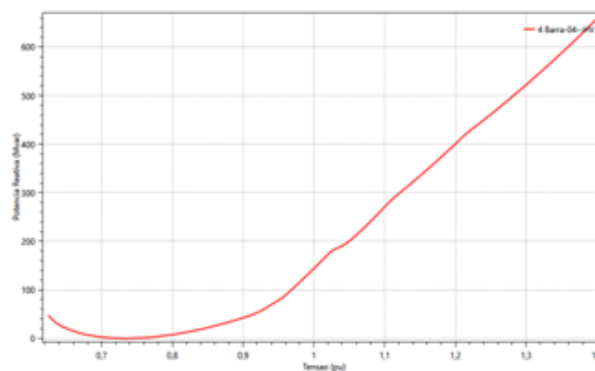


Figura 18: Curva QV da barra 4 para o caso 04.

Para a retomada da estabilidade de tensão, a barra 4, a qual necessita do maior suporte de



reativos, precisa de uma injeção de 150 MVar.

F. Caso 05: Ponto de máximo carregamento: 456,25 MW; Margem de estabilidade: 197,25 MW; Percentual de carregamento: 43,23%; Tensão crítica: 0,6949; Barra crítica: 14.

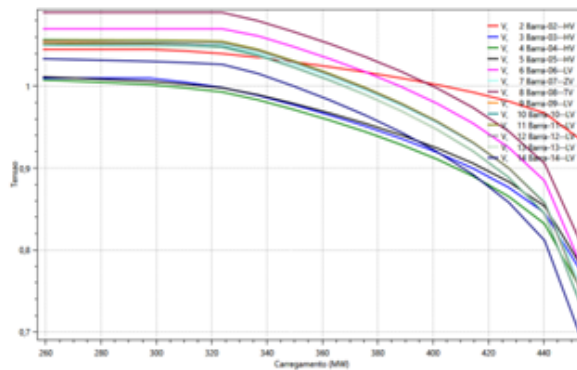


Figura 19: Curvas PV das 14 barras para o caso 05.

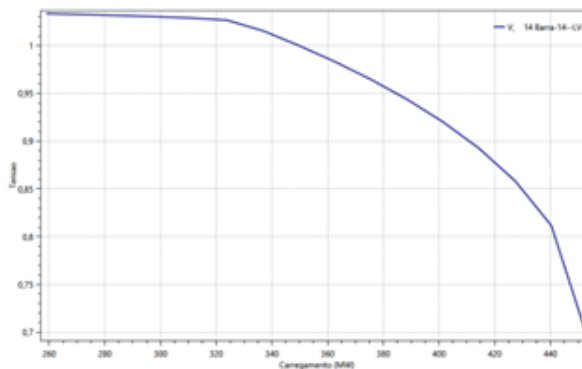


Figura 20: Curva PV da barra crítica para o caso 05.

**Evento:** XXIV Jornada de Pesquisa

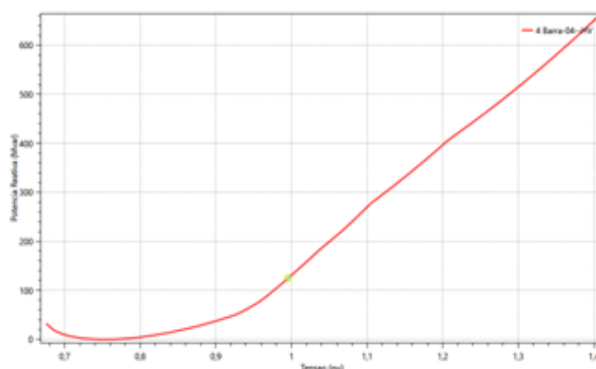


Figura 21: Curva QV da barra 4 para o caso 05.

Para a retomada da estabilidade de tensão, a barra 4, a qual necessita do maior suporte de reativos, precisa de uma injeção de 125 MVar. A Tabela 3 apresenta, resumidamente, os resultados obtidos nos cinco casos estudados. Com isso, pode-se verificar que a inserção da GD de 5 MW no caso inicial (caso 3) conseguiu aumentar o ponto máximo de carregamento de 511 MW para 524 MW.

Tabela 3: Resultados obtidos nas simulações

Grandezas	Caso 0	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
<b>Ponto de máximo carregamento</b>	511,93	452,03	438,68	524,07	464,58	456,25
<b>Margem de estabilidade</b>	252,93	193,03	179,68	265,07	205,58	197,25
<b>Percentual de carregamento</b>	49,41	42,7	40,96	50,58	44,25	43,23
<b>Tensão crítica</b>	0,6865	0,6896	0,6893	0,6973	0,7031	0,6949
<b>Barra crítica</b>	14	14	14	14	14	14

Em todos os casos, observou-se que a barra crítica foi a 14. Isso já era esperado por esta ser uma barra isolada no sistema e distante das barras com geração. A maior redução no ponto máximo de carregamento ocorreu no caso 2, no qual ocorre um contingenciamento e uma perda de transformador. No caso 5 em que a mesma linha e transformador também são perdidos, observa-se que a presença da GD conseguiu elevar o ponto máximo de carregamento de 438,68 MW para 456,25 MW. Com isso, percebe-se que a GD funciona como uma espécie de amortecimento para o sistema, permitindo que a movimentação de blocos de carga significativos para a rede possam ocorrer sem alterar significativamente a estabilidade de tensão, aumentando o ponto de carregamento, sobretudo em áreas próximas à sua inserção.

**Evento:** XXIV Jornada de Pesquisa

## V - CONSIDERAÇÕES FINAIS

A movimentação de blocos de cargas, quer seja entrando quer seja saindo do SEP, pode levar a eventos críticos que ocasionam instabilidade e perda das condições operacionais. Neste artigo, analisou-se a inserção de GD no modelo IEEE 14 barras e entrada/saída de cargas, verificando as condições necessárias para carregamento e tensão nas barras da rede utilizada. Assim, resumidamente, em termos de tensão pode-se afirmar que a entrada das GD funciona como um amortecimento para o sistema, ou seja, torna-o mais resiliente à movimentações de carga. Por fim, a simulação de redes de distribuição de energia em ambiente computacional traz uma condição de analisar eventos que ocorreram, buscando explicações para acontecimentos passados, e analisar cenários técnicos adversos que possam ocorrer, antecipando possíveis efeitos no sistema real.

## REFERÊNCIAS

- [1] L. MALAQUIAS, "Despacho Ótimo de Pequenas Centrais Hidrelétricas para Minimização da Contratação do Suprimento," UFSM, Santa Maria, Dissertação de Mestrado 2013.
- [2] PRABHA KUNDUR, *Power System Stability and Control.*, 1994.
- [3] Lucas Alessandro WALANTUS, *Análise da estabilidade de SEP com inserção de fontes renováveis.* Porto Alegre/RS: Ufrgs, 2014.
- [4] V. F. DA COSTA, *Análise de Estabilidade Transitória em Sistemas de Energia Elétrica.* Campinas / SP: Unicamp, 1981.
- [5] BRETAS G. N. and ALBERTO L. F. C., *Estabilidade Transitória em sistemas Eletroenergéticos.* São Carlos / SP: EESC-USP, 2000.
- [6] L. C. ZANETTA JR, *Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência.* São Paulo/SP: Física - 1. Ed, 2006.
- [7] J. MACHOWSKI, J. W. BIALEK, and J. R. BUMBY, *Power System Dynamics: stability and control.* Londres: Chichester: John Wiley & Sons, 2008.
- [8] A. E. FITZGERALD, C. KINGSLEY JR, and S. D. UMANS, *Máquinas Elétricas.* Porto Alegre: Bookman - 6. Ed, 2006.
- [9] R. D. BARBOSA, *Análise da sensibilidade de metodologias de monitoramento de segurança no Sistema Elétrico quanto à estabilidade de tensão.* Belo Horizonte: UFMG, 2018.
- [10] ANEEL. (2015, Nov.) [www.aneel.gov.br](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf). [Online].  
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>