

## ESTUDO DE UMA REDE DE ENERGIA SOB PERTURBAÇÃO

Luis Vitório Gulineli Fachini, [luisgulineli@gmail.com](mailto:luisgulineli@gmail.com)

Romeu Miqueias Szmoski, [rmszmoski@utfpr.edu.br](mailto:rmszmoski@utfpr.edu.br)

Universidade Tecnológica Federal do Paraná Campus Ponta Grossa  
Av. Monteiro Lobato s/n km 04 CEP: 84016-210 - Ponta Grossa - PR - Brasil

**RESUMO:** Neste trabalho estudamos a dinâmica de uma rede elétrica ideal a fim de analisar as condições pelas quais a rede passa de um comportamento incoerente para um comportamento coerente ou vice-versa. Uma rede elétrica é composta por unidades consumidoras e geradoras que devem operar em sincronia, isto é, na mesma frequência padrão. Assim, um comportamento incoerente pode ser interpretado como um *blackout* ou uma dessincronia do sistema. Analisamos um sistema composto por duas unidades geradoras e uma consumidora, para descrever a dinâmica deste sistema, utilizamos um modelo matemático que parte do modelo de Kuramoto para osciladores não-lineares. Geralmente os comportamentos incoerente são gerados por perturbações no sistema, que disponibilizam uma quantidade desapropriada de energia para os consumidores, ou ainda quando há uma necessidade de consumo maior que os geradores possam oferecer, como ocorrem em horários de pico em grandes cidades e indústrias. Estes comportamentos do sistema foram investigados por meio de simulações computacionais, as quais nos permitiram encontrar o conjunto de parâmetros que favorecem a sincronização bem como analisar a estabilidade do sistema frente a perturbações de diferentes intensidades e duração.

**PALAVRAS-CHAVE:** Sincronismo, estabilidade, *blackout*

**ABSTRACT:** *In this work, we study the dynamics of an ideal grid to analyze the conditions under which the network moves from an incoherent to a coherent behavior or vice versa behavior. A grid is composed of consumers and generating units that must operate in synchrony, ie, the same default frequency. Thus, inconsistent behavior can be interpreted as a blackout or dyssynchrony system. We analyze a system composed of two generating units and a consumer units, to describe the dynamics of this system, we use a mathematical model that part of the Kuramoto model for nonlinear oscillators. Generally inconsistent behaviors are generated by disturbances in the system, offering a expropriated amount of energy to the consumer, or where there is a need for greater consumption that generators can offer, such as occur during peak hours in major cities and industries. These behaviors of the system have been investigated by means of computer simulations, which allowed us to find the set of parameters that control the timing and analyze the system stability against perturbations of different intensity and duration.*

**KEYWORDS:** *synchronism, stability, blackout*

### INTRODUÇÃO

Uma rede de energia é formada basicamente dois elementos, os geradores e os consumidores ou máquinas, ligados entre si por uma linha de transmissão (Filatrella; Nielsen; Pedersen, 2008). A operação desse sistema deve atender a demanda de energia requerida pelos consumidores dentro de faixas específicas de tensão e frequência, considerando as perdas ocorridas durante a geração e transmissão. Além disso, o sistema deve ser estável à presença de defeitos ou perturbações de forma a garantir a continuidade normal de operação. Dentre as principais causas de defeitos ou perturbações em uma rede de energia podemos citar os curtos-circuitos, os rompimento de linhas de transmissão, os raios, a entrada ou saída de cargas de grande porte entre outras. Como o Brasil é considerado o país com maior incidência de raios do mundo (Pinto Jr. 2013), seu sistema de energia é bastante susceptível a estas perturbações.

Qualquer defeito ou perturbação geralmente afasta o sistema do seu ponto de operação original. Nesse sentido, os estudos de estabilidade procuram analisar o comportamento do sistema durante e após tais perturbações. Em operação normal todos os

componentes do sistema apresentam a mesma frequência angular e, portanto, uma fase angular constante. No entanto, quando algum defeito ou perturbação ocorre o sistema é retirado desse estado e é importante saber se ele retornará a uma situação de operação estável, aproximando-se de um novo ponto de equilíbrio, ou se tornará instável afastando-se indefinidamente de pontos de operação estável. Em outras palavras, procura-se determinar se o sistema é capaz de absorver a perturbação e encontrar um novo ponto de operação normal e quais os procedimentos necessários para que isso aconteça.

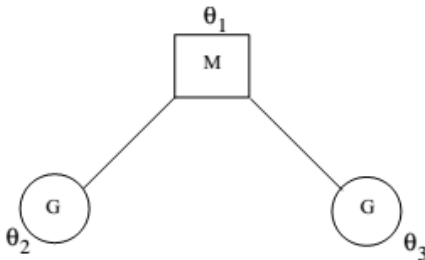
A perda ou não da estabilidade do sistema depende basicamente da intensidade e da duração da perturbação ou defeito. Nesse sentido, é comum classificar as perturbações em grandes ou pequenas com base nos impactos que elas provocam no sistema. Uma perturbação é dita pequena quando oriunda de flutuações normais das condições de operação. Por outro lado, perturbações grandes são eventos que podem acarretar a perda de sincronismo (Kuramoto, 1975) e interromper o fornecimento de energia, ou seja, gerar os *blackout*. Além da intensidade, a duração da perturbação é outro fator importante para garantir o bom funcionamento da rede. Qualquer acréscimo ou decréscimo de carga, por exemplo, deve ser rapidamente

redistribuído pelo sistema. O tempo máximo em que isto deve ser feito sem comprometer a estabilidade do sistema é denominado tempo crítico. Logo, se o rearranjo de cargas ou eliminação do defeito é realizado antes do tempo crítico o sistema volta a ser estável, caso contrário, a dinâmica torna-se instável. Portanto, a determinação do tempo crítico é fundamental para caracterizar a estabilidade do sistema.

Neste trabalho estudamos a dinâmica de uma rede de energia simples procurando analisar as condições pelas quais ela passa de um comportamento coerente ou síncrono para um comportamento incoerente ou não-síncrono. A rede utilizada é composta por duas unidades geradoras e uma unidade consumidora. Embora este sistema seja bastante simples ele pode ajudar a entender um sistema mais complexo. Além disso, ele pode ser explorado no quadro atual da implementação das redes inteligentes de energia ou *smart-grids*, isto é, dado que os micro geradores de baixa potência estão cada vez mais presentes nas residências, o modelo pode ser interpretado como dois micro geradores fornecendo energia para um aparelho ou mesmo para uma máquina que contempla todas as máquinas em operação na residência. Também nesse caso, a sincronia é uma condição fundamental para o bom funcionamento do sistema.

## METODOLOGIA

Considere um sistema composto por dois geradores de energia e uma máquina conectados conforme mostra a Fig. 1.



**Figura 1.** Esquema representado uma unidade consumidora (M), duas unidades geradores (G) e a linha de transmissão.

O balanço de energia para cada gerador pode ser escrito como

$$P_{fonte} = P_{acum} + P_{diss} + P_{trans} \quad (1)$$

em que  $P_{fonte}$  é a potência gerada,  $P_{acum}$  é a potência acumulada devido a energia cinética da rotação do eixo,  $P_{diss}$  é a potência dissipada devido ao atrito existente e  $P_{trans}$  é a potência transmitida. Enquanto a potência acumulada depende da inércia rotacional do rotor a potência dissipada depende do quadrado da velocidade angular. Além disso, para que haja

transmissão de energia a fase do gerador tem que ser diferente da fase do consumidor, isto é  $\theta_M \neq \theta_G$ . De acordo com Filatrella e colaboradores (Filatrella; Nielsen; Pedersen, 2008), considerando a dependência das potências acumulada e dissipada em relação a fase e velocidade angular, a equação (1) pode ser escrita como

$$\ddot{\theta} = -\alpha\dot{\theta}_1 + P_1 + P^{max} \sum_{j \neq 1} sen(\theta_j - \theta_1) \quad (2)$$

em que  $\alpha$  é um termo dissipativo,  $P_1$  é a potência gerada ( $P_i > 0$ ) ou consumida ( $P_i < 0$ ) pela unidade e  $P^{max}$  é a potência da linha de transmissão. Logo para o sistema ilustrado na Fig. (1) podemos escrever:

$$\begin{aligned} \ddot{\theta}_1 &= -\alpha\dot{\theta}_1 + P_1 + P^{max}[sen(\theta_2 - \theta_1) + sen(\theta_3 - \theta_1)] \\ \ddot{\theta}_2 &= -\alpha\dot{\theta}_2 + P_2 + P^{max}[sen(\theta_1 - \theta_2)] \\ \ddot{\theta}_3 &= -\alpha\dot{\theta}_3 + P_3 + P^{max}[sen(\theta_1 - \theta_3)] \end{aligned} \quad (3)$$

Uma condição fundamental para o bom funcionamento de uma rede de energia é que todos os seus elementos operem na mesma frequência e, portanto, a aceleração angular de cada componente seja nula. Então, para o sistema descrito pela Eq. (3), a operação normal requer que  $\theta_1 = \theta_2 = \theta_3 = \omega_s$ . Isto nos leva à

$$\omega_s = \frac{P_1 + P_2 + P_3}{3\alpha} \quad (4)$$

e

$$\theta_2 - \theta_1 = \sin^{-1} \left( \frac{2\alpha\omega_s - P_1 - P_2}{P^{max}} \right) \quad (5)$$

$$\theta_3 - \theta_1 = \sin^{-1} \left( \frac{2\alpha\omega_s - P_1 - P_3}{P^{max}} \right) \quad (6)$$

Se assumirmos que os geradores fornecem a mesma potência,  $P_1 = P_2 = P$ , então as Equações (5) e (6) resultarão na mesma defasagem. Além disso, de acordo com estas equações o estado síncrono será alcançado se e somente se

$$|2\alpha\omega_s - P_1 - P| \leq P^{max} \quad (7)$$

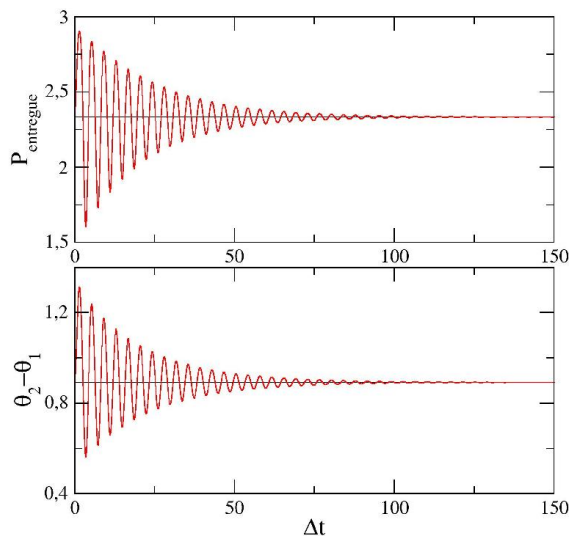
Portanto, dado um  $P^{max}$  satisfazendo (7) podemos determinar as defasagens no estado sincronizado. Mas, suponha que em um instante de tempo  $t$  a máquina exija uma quantidade maior de potência ( $P_1 + \Delta P$ ) que os geradores estão fornecendo. Neste caso, os ângulos dos geradores e da máquina se alterarão de modo a restabelecer o novo equilíbrio de potência. Se a intensidade da potência ( $P_1 + \Delta P$ ) ou o tempo que ela é exigida for menor do que um valor crítico o sistema pode, por si só, encontrar um novo ponto de operação estável. Caso contrário, o sistema torna-se instável e não encontra um estado no qual ocorra o equilíbrio de potência. A potência extra exigida pela máquina pode ser considerada uma perturbação e o tempo em que ela

atua é fundamental para o sistema retornar ou não a uma operação estável.

Para analisar o efeito da perturbação no sistema descrito pela equação (3) utilizamos o software computacional R-cran e um método numérico de resolução de E.D.O's de segunda ordem, com passo de 0,002. As condições iniciais foram selecionadas de maneira a iniciar o sistema no estado sincronizado, isto é, satisfazendo as equações (4), (5) e (6), sendo a potência dos geradores e dos consumidores iguais a 1 e 2 unidades, respectivamente. Consideramos perturbações no sistema de diferentes intensidades e duração e analisamos as condições em que o sistema retorna ou não a um ponto de operação estável.

### RESULTADOS E DISCUSSÃO

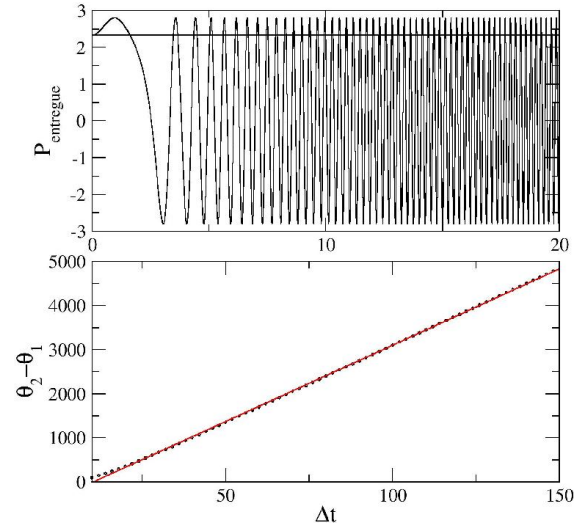
Na Fig. (2) apresentamos o comportamento temporal da potência entregue e da defasagem entre o gerador e a máquina para uma perturbação  $\Delta P = 0,75$  unidades agindo durante um intervalo de tempo igual a 1. Como podemos observar tanto a potência entregue pelos geradores quanto a diferença de fase oscilam amortecidamente após a perturbação ser desligada e o sistema passa do regime transiente para o permanente sem ocorrer nenhum problema. Embora as fases sofram um deslocamento múltiplo de  $2\pi$  a defasagem converge para o mesmo valor que tinha antes da perturbação (linha tracejada) e, conseqüentemente, a potência entregue também retoma o mesmo ponto de equilíbrio.



**Figura 2.** Série temporal da potência entregue pelos geradores e da defasagem entre a máquina e o gerador considerando a máquina exigindo uma potência extra igual a 1 unidade.

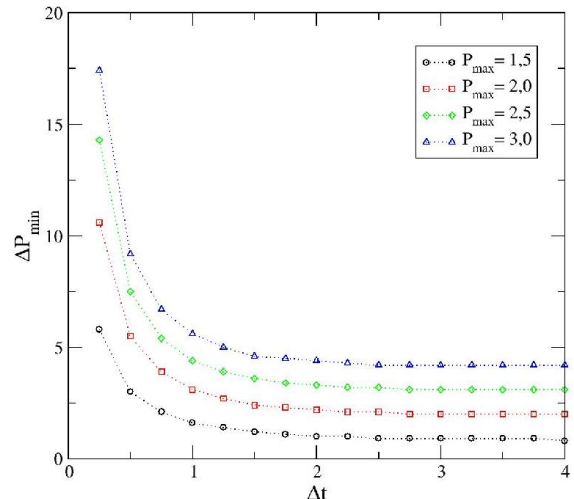
Se a perturbação for aumentada ou o tempo em que ela age sobre o sistema for alterado o sistema pode não retornar mais a uma operação estável. A Fig. (3) ilustra este comportamento para o caso em que potência é o dobro daquela utilizada na Fig. (2). Podemos observar

que a potência entregue passa a exibir um comportamento oscilatório enquanto que a defasagem cresce indefinidamente a uma taxa constante. O ajuste dos dados nos fornece um coeficiente angular igual a 34. Este crescimento da defasagem geralmente induz um *blackout* na rede.



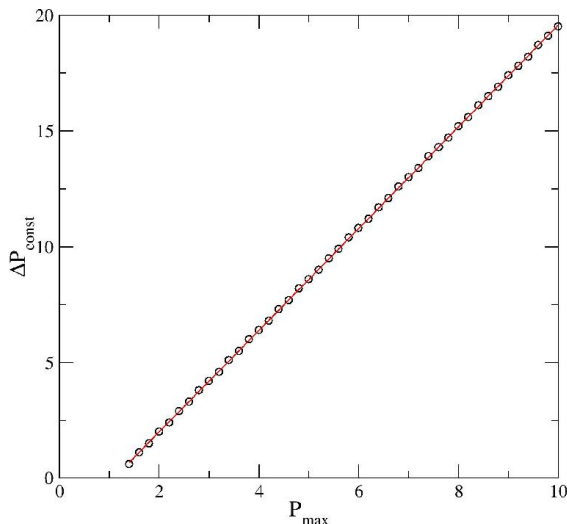
**Figura 3.** Série temporal da potência entregue pelos geradores e da defasagem entre a máquina e o gerador para  $\Delta P = 1,5$  unidades.

Também analisamos o comportamento do sistema quando a perturbação, isto é, a potência extra exigida pela máquina, age durante intervalos de tempo variados. A Fig. (3) mostra a fronteira da perturbação em função da duração da mesma a partir da qual o sistema não consegue mais recuperar a operação. Valores de  $\Delta P$  e  $\Delta t$  na região abaixo (acima) da curva (não) asseguram uma operação estável após a perturbação.



**Figura 4.** Perturbação mínima em função de sua duração a partir da qual o sistema perde a estabilidade.

De acordo com a Fig. (4), para  $\Delta t$  2,5, quanto maior a duração da perturbação menor é a intensidade necessária para destruir a estabilidade do sistema. Este decaimento já era esperado, uma vez que a perturbação tende a afastar a dinâmica do estado sincronizado. Logo, quanto mais tempo a perturbação agir, mais as variáveis se afastam do subespaço de sincronização. No entanto, como a perturbação mínima não pode ir a zero quando a duração vai a infinito, ela tende a um valor constante após algum intervalo de tempo  $\Delta t$ . Conforme podemos observar na Fig. (4) este intervalo de tempo é igual a 2,5 unidades. Outro ponto importante a ser observado é que o valor para o qual  $\Delta P$  converge depende da potência máxima da linha de transmissão. Quanto maior o valor de  $P^{\max}$  maior o valor de  $\Delta P$  a partir do qual a perturbação é capaz de afastar as variáveis do subespaço de sincronização de tal maneira que o sistema não consegue mais alcançar um ponto de equilíbrio. Nesse sentido, consideramos a evolução do sistema até a perturbação mínima tornar-se contante para diferentes valores da potência da linha de transmissão.



**Figura 5.** Perturbação assintótica em função da  $P_{\max}$ , os pontos correspondem ao valor de  $\Delta P_{\min}$  após 10 unidades de tempo e a reta em vermelho, o melhor ajuste dos pontos.

A Fig. (5) mostra uma relação linear entre ambas grandezas e o ajuste dos pontos nos fornece a seguinte equação:

$$\Delta P_{\min} = 2,4 + 2,2P_{\max} \quad (8)$$

para  $P^{\max} > 1,4$ . Portanto, sabendo a potência máxima da linha de transmissão a equação (8) nos fornece o limiar de potência extra que a rede pode suportar sem comprometer a sua estabilidade.

## CONCLUSÃO

Analizamos a estabilidade de um modelo simples de energia frente a perturbações ocasionadas por uma

demanda maior de energia pela máquina. Encontramos uma expressão algébrica para frequência síncrona e para defasagem em termos das potências individuais e da potência máxima da linha de transmissão. Verificamos que se a perturbação ocorre em um curto intervalo de tempo a estabilidade do sistema só é afetada por grandes intensidades de perturbações. No entanto, quando a duração da perturbação é maior do que um certo intervalo de tempo a intensidade da perturbação mínima necessária para desestabilizar independe do tempo de duração. Portanto, nossos resultados recuperam algumas características de uma rede de energia real.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a UTFPR-PG junto a Fundação Araucária, pelo incentivo financeiro recebido e ao meu orientador Romeu Miqueias Szmoski, pelo apoio, orientação e incentivo dado.

## REFERÊNCIAS

- FILATRELLA, G.; NIELSEN, A.h.; PEDERSEN, N.f. Analysis of a power grid using a Kuramoto-like model. **The European Physical Journal B**, Benevento, n., p.485-491, 07 mar. 2008.
- KURAMOTO, Y., **International Symposium on Mathematical Problems in Theoretical Physics**, editado por H. Araki (Lecture Notes in Physics , 30, Springer, New York, 1975).
- PINTO JÚNIOR, Osmar. **Brasil, "país dos raios"**. 2013, 21 jun. 2014. <[http://www.inpe.br/webelat/elatMidia/arquivos/20130130173223Ambiente\\_Energia\\_30\\_01\\_2013.pdf](http://www.inpe.br/webelat/elatMidia/arquivos/20130130173223Ambiente_Energia_30_01_2013.pdf)>

## DECLARAÇÃO DE RESPONSABILIDADE

Os autores são os únicos responsáveis por este artigo.