

NOVAS TECNOLOGIAS II - EXERCÍCIOS I

MATEUS M. COELHO, SÉRGIO CORDEIRO, ALAN OLIVEIRA

RESPOSTAS

1) Qual foi o primeiro projeto que envolveu os estudos de sistemas de medição fasorial no Brasil?

Foi um protótipo chamado **MedFasee baixa tensão**, implantado entre 2003 e 2006 pela Universidade Federal de Santa Catarina(UFSC), com PMUs instaladas nas redes de baixa tensão da UFSC, da PUC RS e da UTFPE [?].

2) De que se tratam as normas IEEE C37.118.1, C37.118.2, C37.242 e C37.244? A norma **C37.118.1-2011 - IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems** define métodos para medição e avaliação de sincrofasores, frequência e taxa de mudança de frequência, bem como os requisitos para compliance. Ou seja, define as funcionalidades esperadas de uma PMU, sem especificar detalhes de sua construção física [?]. A norma **C37.118.2-2011 - IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems** define um método para transferência de medições de sincrofasores, em tempo real, entre equipamentos do sistema de potência (PMUs, PDCs e outros). O protocolo de comunicações a ser usado não é definido; a norma especifica apenas coisas como tipos, formatos e utilização das mensagens [?].

A **C37.242-2013 - IEEE Guide for Synchronization, Calibration, Testing, and Installation of Phasor Measurement Units (PMUs) for Power System Protection and Control** é um guia para sincronização, calibração, teste, and instalação de PMUs, de acordo com a aplicação em vista [?].

A **C37.244-2013 - IEEE Guide for Phasor Data Concentrator Requirements for Power System Protection, Control, and Monitoring** especifica as características funcionais e de desempenho de um PDC, e orienta sobre os procedimentos de teste [?].

3) Quais são as principais diferenças entre a Rede Elétrica tradicional e a Rede Inteligente?

A rede tradicional possui as seguintes características:

- Geração Centralizada
- Fluxo de potência unidirecional
- Controle centralizado das conexões
- Comportamento preditivo

A rede inteligente, por outro lado, apresenta:

- Geração em qualquer lugar
- Carga como elemento ativo
- Comportamento caótico
- Fluxo de potência em todas as direções

4) Quais são os componentes básicos dos Sistemas de Medição Fasorial (SMF)? Os componentes são os seguintes:

1. PMU (*Phasor Measurement Unit*): Unidade de Medição Fasorial
2. Fonte de sincronização (em geral, um servidor de tempo baseado em GPS)
3. Rede de comunicação
4. PDC (*Phasor Data Concentrator*): Concentrador de Dados Fasoriais
5. Aplicações
 1. básicas: aquisição, tratamento, armazenamento e visualização de dados
 2. monitoramento do sistema elétrico: análise de oscilações eletromecânicas, estimação de estados, monitoramento da frequência e da defasagem angular, avaliação da estabilidade de tensão, monitoramento do estado operacional
 3. controle e proteção: controle de emergência, controle de fluxo de carga na geração distribuída, amortecimento de oscilações
6. IHM: Interface Homem-Máquina

5) O que o PDC deve fazer ao detectar que há erros de transmissão de dados, atrasos na transmissão, inconsistência em etiquetas de tempo e perda de sincronismo de PMUs?

1. Erros de transmissão
 1. Descartar ou reparar o frame defeituoso
 2. Solicitar um novo frame
2. Atrasos na transmissão
 1. Tratar a instabilidade no fluxo de dados (com filas, por exemplo)
3. Inconsistência em etiquetas de tempo

1. Detectar quando a etiqueta de tempo está corrompida
2. Determinar o tempo correto da etiqueta
4. Perda de sincronismo de PMUs
 1. Determinar o erro na etiqueta de tempo

6) Relacionado ao banco de dados do SMF, qual procedimento você sugere que seja seguido pelo PDC para solucionar o problema de perdas de dados ou de medições imprecisas?

Como o PDC deve ser um mero concentrador de dados, ele não deve tentar solucionar esses problemas. O PDC nunca conseguirá adivinhar quais aplicações utilizarão os dados, e cada uma delas terá necessidades específicas. O tratamento dos erros, portanto, deve ser feito por cada aplicação separadamente. A introdução de tratamento dos erros ao nível do concentrador resultaria numa dependência do PDC em relação às aplicações do SMF, que seria um enorme problema.

Além disso, os algoritmos requeridos para uma boa correção são muito complexos, e sobrecarregariam o PDC. [?], por exemplo, menciona algoritmos de otimização convexos, como *nuclear norm minimization*, *singular value thresholding* (SVT) e *information cascading matrix completion* (ICMC).

7) Cite as aplicações propostas pelo SMFS Nacional.

Além das aplicações básicas citadas na resposta à questão 4 (item 5.1), são as seguintes:

- Análise de estabilidade eletromecânica (SOM: Monitoração de Oscilações do Sistema)
- Avaliação Avançada de Estabilidade de Tensão (EVSA)
- Monitoração do Ângulo de Fase de Tensão (VPAM)
- Estimação de estado
- Monitoração do Limite de Carregamento de Linha (LLLM)
- Monitoração de Harmônicos para Grandes Áreas (WAHM)
- Análise de Contingência On-line (OLCA)
- Proteções de Sistema para Grandes Áreas (WASP)
- Controle de Sistema para Grandes Áreas (WASC)

Todas essas aplicações dependem do aumento do nível de observabilidade do sistema.

8) Quais das aplicações você acha que são fundamentais para o bom funcionamento do sistema elétrico? Por quê?

As quatro primeiras aplicações previstas pelo SMFS (questão 7) são fundamentais para o bom funcionamento do sistema elétrico nas condições

atuais, porque trata-se de um sistema interligado muito grande, o que torna difícil a análise com base apenas em ferramentas tradicionais (estáticas). Além disso, todo sistema elétrico está sujeito a oscilações de baixa frequência, difíceis de se detectar com a instrumentação convencional ¹. Essas oscilações podem atingir grande amplitude, uma vez que o amortecimento presente no sistema é muito baixo.

O objetivo das demais aplicações mencionadas na questão 7 é apenas aumentar a eficiência operacional do sistema elétrico, o que, apesar de também ser importante, não é fundamental.

No futuro, com o aumento da geração distribuída e a diversificação das fontes de energia, a situação tende a piorar e serão necessárias mais aplicações avançadas. .

9) Para as aplicações descritas, quais grandezas devem ser armazenadas e/ou apresentadas em tempo real por meio de uma tela para o operador do sistema elétrico?

Pelo menos as seguintes grandezas devem ser armazenadas:

- Fasores de tensão e corrente em cada barra
- Frequência
- Taxa de variação da frequência

Para apresentação ao operador, é preciso calcular valores médios dessas grandezas em um intervalo de tempo razoável (por exemplo, 10 segundos), de forma a evitar flutuações não-significativas e desagradáveis. Além disso, é aconselhável oferecer a opção de visualização por meio de gráficos de tendência.

10) O que significam as siglas: WAMS, WAMPS, WAMCS e WAMPACS?

- WAMS (*Wide Area Measurement System*): Sistema de Medições de Grande Área (WAMS); trata-se do monitoramento do sistema elétrico em tempo real
- WAMPS (*Wide Area Measurement and Protection System*): Sistema de Medições e Proteção de Grande Área (WAMS); trata-se da incorporação de funções de proteção ao WAMS
- WAMCS (*Wide Area Monitoring and Control System*): Sistema de Monitoramento e Controle de Grande Área (WAMS); trata-se da incorporação de funções de controle em tempo real ao WAMS

¹Além poderem ser provocadas pela ocorrência de uma falta de grandes proporções, segundo [?] "tais oscilações [...] podem ser causadas por diferentes motivos como, por exemplo, incrementos de carga lentos e sucessivos [...], contingências, dependência da frequência do torque eletromecânico ou ainda a atuação rápida de um controlador de tensão [...]". Também se sabe que elas podem ser causadas pela saturação do núcleo dos transformadores [?]. O caráter não-linear do fenômeno também dificulta a análise teórica (para maiores detalhes, ver [?]).

- WAMPACS (*Wide Area Monitoring, Protection and Control System*): Sistema de Monitoramento, Proteção e Controle de Grande Área (WAMS); trata-se da incorporação de funções de proteção e de controle em tempo real ao WAMS

11) Na sua opinião, quais são os maiores ganhos do monitoramento de grandes áreas?

O monitoramento de grandes áreas permite a detecção de problemas que não podem ser identificados por meio do monitoramento tradicional, que se dá ao nível local (oscilografias, SOE, etc.). Um exemplo são as oscilações de baixa frequência, mencionadas na resposta à questão 8; essas oscilações eram virtualmente desconhecidas no passado, devido à ausência de monitoramento global. Além disso, certas anomalias são facilmente detectáveis ao nível local, mas a investigação das suas causas não é. Um exemplo é a diminuição excessiva da frequência da rede, fenômeno que se manifesta igualmente em todos os pontos do sistema.

12) Descreva o que deve ser feito para que não haja erro na determinação do ângulo de fase do fasor quando a frequência não é igual à nominal (60 Hz). Deve ser considerada apenas a diferença de ângulos de fase entre barras interligadas, porque nelas a frequência é sempre a mesma. Sendo assim, ambos os ângulos de fase serão medidos com o mesmo erro, e no cálculo da diferença angular esse erro desaparecerá.

13) Quais as principais fontes de incertezas nas medições que podem prejudicar a exatidão do SMF?

- Canais de instrumentação
- Transformadores de instrumentos (TIs)
- Cargas nos secundários dos TIs
- Cabos de conexão dos TIs aos medidores
- Sistemas de sincronização entre PMUs
- Assimetrias sistêmicas

14) Calcule o Erro Vetorial Total (TVE) dos fasores abaixo, considerando que fasor teórico é $6 + j8$, e determine quais destes erros estão dentro dos padrões estipulados pela Norma C37.118.

a) $8 + j6$

$$\begin{aligned} \text{TVE} &= \frac{|X_m - X_r|}{|X_r|} \\ &= \frac{|(8 + j6) - (6 + j8)|}{|6 + j8|} \\ &= \frac{|2 - j2|}{|6 + j8|} \\ &= \sqrt{\frac{2^2 + 2^2}{6^2 + 8^2}} \\ &= \sqrt{\frac{4 + 4}{36 + 64}} \\ &= \sqrt{\frac{8}{100}} \\ &= 0,3 \end{aligned}$$

TVE fora do padrão.

b) $10,09/\underline{53,13^\circ}$

$$\begin{aligned}
\text{TVE} &= \frac{|X_m - X_r|}{|X_r|} \\
&= \frac{|[10,09 \cdot \cos(53,13^\circ) + j10,09 \cdot \sin(53,13^\circ)] - (6 + j8)|}{|6 + j8|} \\
&= \frac{|(6,054 + j8,072) - (6 + j8)|}{|6 + j8|} \\
&= \frac{|0,054 + j0,072|}{|6 + j8|} \\
&= \sqrt{\frac{0,054^2 + 0,072^2}{6^2 + 8^2}} \\
&= \sqrt{\frac{0,0029 + 0,0052}{36 + 64}} \\
&= 0,0090
\end{aligned}$$

TVE dentro do padrão.

c) $10/\underline{52,58^\circ}$

$$\begin{aligned}
\text{TVE} &= \frac{|X_m - X_r|}{|X_r|} \\
&= \frac{|[10 \cdot \cos(52,58^\circ) + j10 \cdot \sin(52,58^\circ)] - (6 + j8)|}{|6 + j8|} \\
&= \frac{|(6,077 + j7,942) - (6 + j8)|}{|6 + j8|} \\
&= \frac{|0,077 - j0,058|}{|6 + j8|} \\
&= \sqrt{\frac{0,0059 + 0,0034}{36 + 64}} \\
&= 0,0096
\end{aligned}$$

TVE dentro do padrão.

d) $7,07 + j7,07$

$$\begin{aligned} \text{TVE} &= \frac{|X_m - X_r|}{|X_r|} \\ &= \frac{|(7,07 + j7,07) - (6 + j8)|}{|6 + j8|} \\ &= \frac{|1,07 - j0,93|}{|6 + j8|} \\ &= \sqrt{\frac{1,07^2 + 0,93^2}{6^2 + 8^2}} \\ &= 0,142 \end{aligned}$$

TVE fora do padrão.

e) $9,91 \angle 52,93^\circ$

$$\begin{aligned} \text{TVE} &= \frac{|X_m - X_r|}{|X_r|} \\ &= \frac{|[9,91 \cdot \cos(52,93^\circ) + j9,91 \cdot \sin(52,93^\circ)] - (6 + j8)|}{|6 + j8|} \\ &= \frac{|-0,026 - j0,093|}{|6 + j8|} \\ &= 0,0096 \end{aligned}$$

TVE dentro do padrão.

15) Considere a tensão senoidal: $v(t) = 180 \cos(120\pi t - 60^\circ) \text{ V}$

a) Qual é a amplitude máxima da tensão?

$$\hat{V} = 180 \text{ V}$$

b) Qual é a frequência em Hz?

$$f = 60 \text{ Hz}$$

c) Qual é a frequência em radianos por segundo?

$$\omega = 120\pi \text{ rad/s}$$

d) Qual é o ângulo de fase em graus?

$$\phi = -60^\circ$$

e) Qual é o período em milissegundos?

$$T = \frac{1}{f} = 16,7 \text{ ms}$$

f) Qual é a primeira vez, após $t = 0$, que $v = 180 \text{ V}$?

$$\text{Quando } 120\pi t = 60^\circ, \text{ ou seja, quando } t = \frac{60^\circ}{120\pi} = 167 \text{ ms}$$

g) Qual é o valor eficaz da tensão?

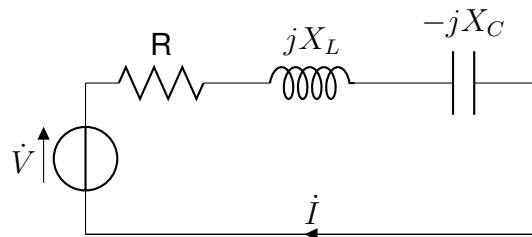
$$V_{ef} = \frac{1}{\sqrt{2}} \hat{V} = 127 \text{ V}$$

h) Transforme a tensão $v(t)$ em fasor.

$$\dot{V} = 180 \angle -60^\circ$$

16) Considerando que a tensão senoidal apresentada na questão 16 seja conectada em série com um resistor de 40 , um indutor de $212,2 \text{ mH}$ e um capacitor de $53,05 \text{ F}$, resolva os itens:

a) Desenhe o circuito equivalente no domínio da frequência.



Circuito no domínio da frequência

b) Calcule a corrente fasorial.

$$X_L = \omega L = 120\pi \cdot 212,2 \text{ mH} = 80 \Omega$$

$$X_C = \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{120\pi \cdot 53,05 \mu\text{F}} = 50 \Omega$$

$$Z = R + jX_L - jX_C = 40 + j80 - j50 = 40 + j30 = 50 \angle 37^\circ \Omega$$

$$\dot{I} = \frac{\dot{V}}{Z} = \frac{180 \angle -60^\circ}{50 \angle 37^\circ} = 3,6 \angle -97^\circ \text{ A}$$

c) Determine o valor eficaz da corrente.

$$I_{ef} = \frac{1}{\sqrt{2}} \hat{I} = 2,55 \text{ A}$$

d) Determine a expressão de regime permanente para $i(t)$.

$$i(t) = 3,6 \cos(120\pi t - 97^\circ) \text{ A}$$

e) Calcule a diferença angular entre a tensão e a corrente em graus e em microssegundos.

$$\Delta(\phi) = \phi_V - \phi_I = -60^\circ + 97^\circ = 37^\circ$$

$$\Delta(t) = \frac{\Delta\phi}{360^\circ} T = \frac{37^\circ}{360^\circ} \cdot 4,16 \text{ ms} = 430 \mu\text{s}$$

- i. Instalação de PMUs nas barras 6, 12 e 25.
- ii. Instalação de PMUs nas barras 6, 15 e 25.
- iii. Instalação de PMUs nas barras 4, 10, 15 e 27.

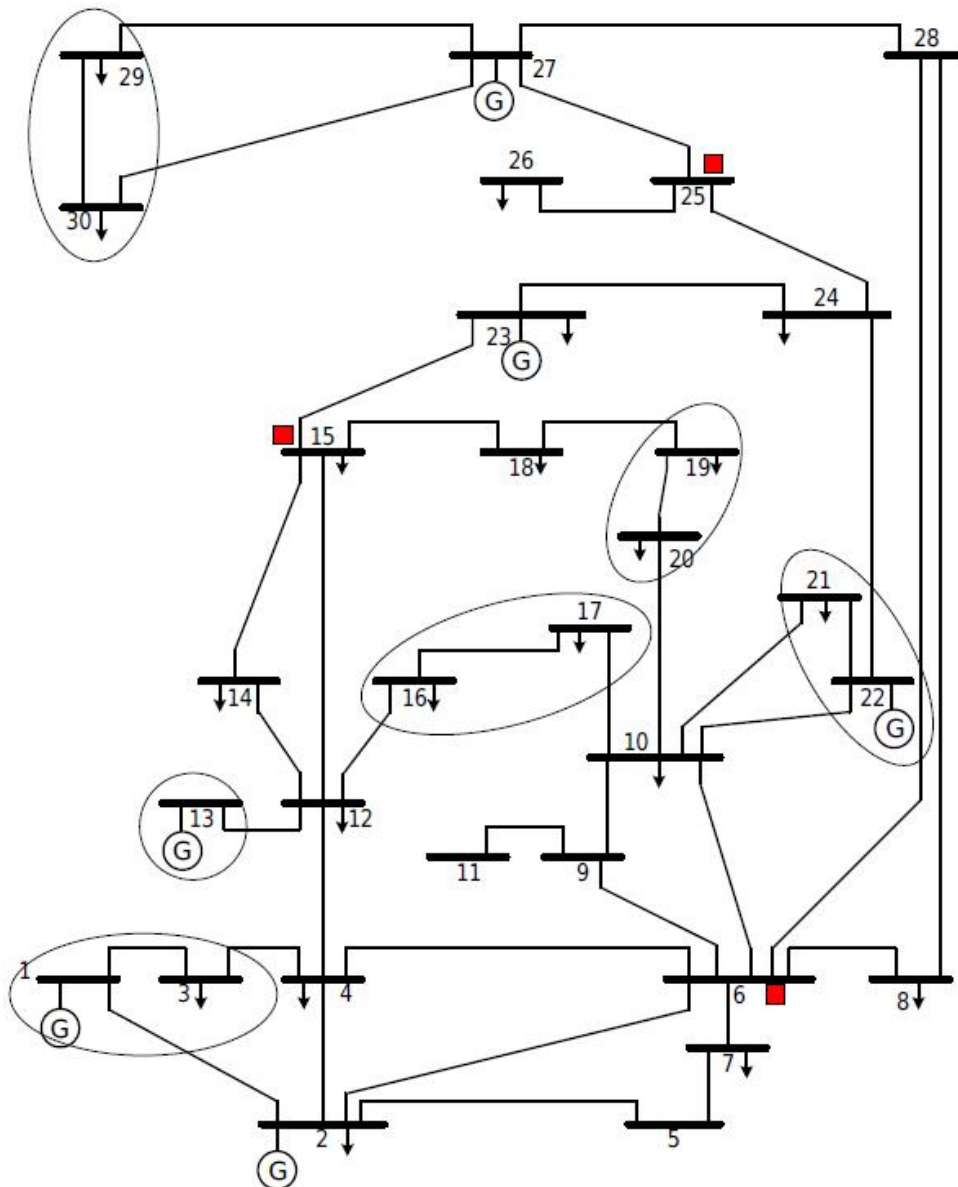


Figura 1 – Rede Elétrica de 30 Barras do IEEE.

- i. Neste caso, a profundidade de não-observabilidade de cada barra é a seguinte:

Barra	Profundidade
1	1
2	0
3	1
4	0
5	1
6	0
7	0
8	0
9	0
10	0
11	1
12	0
13	0
14	0
15	0
16	0
17	1
18	1
19	2
20	1
21	1
22	1
23	1
24	0
25	0
26	0
27	0
28	0
29	1
30	1

O valor máximo presente na tabela é 2; essa é a profundidade da não-observabilidade do sistema nas condições dadas.

- ii. Neste caso, a profundidade de não-observabilidade de cada barra é a seguinte:

Barra	Profundidade
1	1
2	0
3	1
4	0
5	1
6	0
7	0
8	0
9	0
10	0
11	1
12	0
13	1
14	0
15	0
16	1
17	1
18	0
19	1
20	1
21	1
22	1
23	0
24	0
25	0
26	0
27	0
28	0
29	1
30	1

A profundidade da não-observabilidade do sistema nas condições dadas é 1.

iii. Instalação de PMUs nas barras 4, 10, 15 e 27.

Barra	Profundidade
1	1
2	0
3	0
4	0
5	1
6	0
7	1
8	1
9	0
10	0
11	1
12	0
13	1
14	0
15	0
16	1
17	0
18	0
19	1
20	0
21	0
22	0
23	0
24	1
25	0
26	1
27	0
28	0
29	0
30	0

A profundidade da não-observabilidade do sistema nas condições dadas é 1.

REFERÊNCIAS

- [Becker 2010] I. BECKER, **Experiências do Projeto MedFasee**, *Workshop sobre soluções de Medição Fasorial Sincronizada, Florianópolis 27-28/01/2010*. Disponível

- em http://abil.eln.gov.br/DOC/MEDICAO_FASORIAL/WORKSHOP_ELN_REASON/1-WS_Reason_Decker_AP1.pdf, acesso em 29/03/2015.
- [Chakravorthy e Nayar 1996] S. K. CHAKRAVARTHY e C.V. NAYAR, **Quasiperiodic (QP) oscillations in electrical power systems**, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 18, Issue 8, November 1996, pp. 483–492. Disponível em <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0142061596000087>, acesso em 02/04/2015.
- [Chow et. ali. 2014] S. K. CHOW et ali., **Analysis of Large Amount of PMU Data and Voltage Stability Analysis of Wind Farms using PMU Data**, *COPPE/UFRJ PMU Symposium*, Dezembro 2014. Disponível em <http://www.eps.ee.kth.se/personal/luigiv/events/brazil-workshop2014/III%20Workshop%20PMU-Chow.pdf>, acesso em 05/04/2015.
- [IEEE 2011, 1] IEEE Power and Energy Society, **C37.118.1-2011 - IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems**. Disponível em <http://standards.ieee.org/findstds/standard/C37.118.1-2011.html>, acesso em 29/03/2015.
- [IEEE 2011, 2] IEEE Power and Energy Society, **C37.118.2-2011 - IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems**. Disponível em <http://standards.ieee.org/findstds/standard/C37.118.2-2011.html>, acesso em 29/03/2015.
- [IEEE 2013, 1] IEEE Power and Energy Society, **C37.242-2013 - IEEE Guide for Synchronization, Calibration, Testing, and Installation of Phasor Measurement Units (PMUs) for Power System Protection and Control**. Disponível em <http://standards.ieee.org/findstds/standard/C37.242-2013.html>, acesso em 29/03/2015.
- [IEEE 2013, 2] IEEE Power and Energy Society, **C37.244-2013 - IEEE Guide for Phasor Data Concentrator Requirements for Power System Protection, Control, and Monitoring**. Disponível em <http://standards.ieee.org/findstds/standard/C37.244-2013.html>, acesso em 29/03/2015.
- [Pal e Chaudhuri 2005] B. PAL e B. CHAUDHURI, **Robust Control in Power Systems**, Cap. 2, Springer, ISBN 978-0-387-25949-9. Disponível em http://www.springer.com/cda/content/document/cda_downloadaddocument/9780387259499-c2.pdf?SGWID=0-0-45-308320-p49643830, acesso em 02/04/2015.
- [Pessaro 2010] M. PESSARO, **Análise de Segurança do Sistema Elétrico Brasileiro (Região Sul/Sudeste) considerando oscilações sustentadas**. Disponível em https://www.academia.edu/2108394/AN%C3%81LISE_DESEGURAN%C3%87A_DO_SISTEMA_EL%C3%89TRICO_BRASILEIRO_REGI%C3%83O_SUL_SUDESTE_CONDISERANDO_OSCILA%C3%87%C3%95ES_SUSTENTADAS, acesso em 02/04/2015.