



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

APRESENTAÇÃO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA E ABORDAGEM DE SUA IMPLANTAÇÃO NO ESTIMADOR DE ESTADO

Rodrigo da Silva Martins

PROJETO DE GRADUAÇÃO APRESENTADO AO CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA, UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS À OBTENÇÃO DO TÍTULO DE ENGENHEIRO.

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
MARÇO DE 2012

**APRESENTAÇÃO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO
FASORIAL SINCRONIZADA E ABORDAGEM DE SUA
IMPLANTAÇÃO NO ESTIMADOR DE ESTADO**

Rodrigo da Silva Martins

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Examinada por:

Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D.Sc.

Sergio Sami Hazan, Ph.D.

Héctor Andrés Rodríguez Volskis

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
MARÇO DE 2012

Martins, Rodrigo da Silva

Apresentação do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada e Abordagem de Sua Implantação no Estimador de Estado/ Rodrigo da Silva Martins. – Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2012.

XI, 71 p.: il.; 29,7 cm

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Projeto de Graduação – UFRJ/ POLI/ Engenharia Elétrica, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 65-70.

1. Sistema de Medição Fasorial Sincronizada 2. Sistema Elétrico Brasileiro 3. Implantação de Medições Fasoriais no Estimador de Estado.

I. Ércules Melo de Oliveira, Sebastião II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica. III. Apresentação do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada e Abordagem da Implantação das Medidas Fasoriais no Estimador de Estado.

*Dedico este trabalho
ao meu avô Silva (in memoriam),
que me ensinou a lutar pela vida
enquanto houver esperança.*

Agradecimentos

Primeiramente, a Deus, o Criador, que do nada fez tudo o que existe nos céus, na terra e no mar, e mesmo em meio a tantas criações, me vê de forma particular e cuida de mim como se eu fosse sua única criatura. E que por ser Pai, colocou-me na condição de filho através de seu amor incondicional.

A Jesus Cristo, salvador da minha alma a ponto de entregar a própria vida em meu favor e que através deste sacrifício de amor recebo a graça da paz imerecida e eterna.

Ao Espírito Santo, que sutil e mansamente permanece ao meu lado, guiando-me, orientando-me e corrigindo-me em toda a jornada da vida.

Aos meus pais, Wilson e Rejane, por me educarem para ser um cidadão coerente, por me oferecerem amor, zelo e juízo sonhando que eu pudesse chegar até aqui.

À minha amada, Monique, por ter compartilhado sofrimentos e alegrias durante este período desafiador.

Aos meus amigos que me acompanharam, batalharam, apoiaram e confiaram em mim.

Aos meus professores que contribuíram para a minha formação de Engenheiro Eletricista.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica / UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

APRESENTAÇÃO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA E ABORDAGEM DE SUA IMPLANTAÇÃO NO ESTIMADOR DE ESTADO.

Rodrigo da Silva Martins

Março/ 2012

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira.

Curso: Engenharia Elétrica.

O Sistema de Medição Fasorial Sincronizada é uma tecnologia que surgiu para revolucionar o Sistema de Supervisão e Controle. Essa tecnologia permite medir, simultaneamente, magnitudes e ângulos de tensão e corrente em pontos geograficamente distantes do sistema elétrico.

O Principal componente do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada é a Unidade de Medição Fasorial, responsável por obter as medições dos dados do sistema, processá-los, e enviá-los ao Concentrador de Dados, que ao receber os sincrofasores (de forma assíncrona), deve formatá-los com etiquetas de tempo a fim de organizar conjuntos de medidas referentes ao mesmo instante de tempo e armazená-los numa base própria para atender a diversos tipos de aplicação.

Este trabalho dedica-se a explorar o impacto da implantação das medidas fasoriais em uma das ferramentas mais importantes, o Estimador de Estado.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/ UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Electric Engineer.

PRESENTATION OF SYNCHRONIZED PHASOR MEASUREMENT SYSTEM
AND APPROACH OF IMPLEMENTATION IN STATE ESTIMATOR.

Rodrigo da Silva Martins

March / 2012

Advisor: Sebastião Ércules Melo de Oliveira.

Course: Electrical Engineering.

The Synchronized Phasor Measurement System is a technology that came to revolutionize the Supervision and Control System. This technology allows to measure, simultaneously, magnitudes and angles of voltage and current in geographically distant points of the electrical system.

The main component of Synchronized Phasor Measurement System is the Phasor Measurement Unit, responsible for obtaining measurements of system data, process them and send them to the Data Concentrator, which receive the synchrophasor (asynchronously) must format them with labels of time in order to organize joint action concerning the same instant of time and store them in a proper basis to meet various application types.

This work is dedicated to exploring the impact of the deployment of phasor measurements in one of the most important tools, the State Estimator.

Sumário

1.	Introdução	1
1.1.	Motivação.....	1
1.2.	Objetivo	2
1.3.	Organização do Trabalho	2
2.	Conceitos e Definições Importantes	3
2.1.	Função Senoidal	3
2.2.	Fasor	5
2.3.	Fasores Sincronizados	8
2.4.	Fontes de Sincronização.....	10
3.	Sistema de Medição Fasorial Sincronizada	11
3.1.	Definição	11
3.2.	História	11
3.3.	Estrutura de um Sistema de Medição Fasorial.....	14
3.3.1.	Unidade de Medição Fasorial (UMF).....	16
3.3.1.1.	Componentes de uma UMF	16
3.3.1.2.	Processo de Alocação	17
3.3.2.	Concentrador de Dados Fasoriais (CDF).....	19
3.3.3.	Global Positioning System (GPS)	23
3.3.4.	Canais de Comunicação.....	24
3.4.	Procedimento de Medição Fasorial	25
3.4.1.	Filtragem do Sinal de Amostragem	25
3.4.2.	Aquisição dos Dados.....	25
3.4.3.	Tratamento das medidas	26
3.4.4.	Formatação das medidas	27
3.5.	Erro Vetorial Total (EVT).....	29
4.	Sistema Elétrico Brasileiro.....	30
4.1.	Histórico	30
4.2.	O Sistema Interligado Nacional Atual.....	32
5.	Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS.....	37
5.1.	O Sistema de Supervisão e Controle do ONS	39

5.2.	Sistema EMS/SCADA	42
5.3.	O Estimador de Estado	45
6.	Avaliação do SMFS na Estimação de Estado	48
6.1.	Descrição dos Indicadores de Desempenho	50
6.2.	Implantação das Medições Fasoriais no Estimador de Estado	53
6.2.1.	Implantação Completa	54
6.2.2.	Implantação Sequencial	55
6.2.3.	Implantação por Conversão	56
6.3.	Avaliação das Alternativas de Implantação das Medições Fasoriais	57
6.4.	Considerações Finais	60
7.	Conclusão	62
7.1.	Sugestões para Trabalhos Futuros	63
	Referências Bibliográficas	65
	Anexo A	70
	Estimador por Mínimos Quadrados Ponderados.....	70

Índice de Figuras

Figura 2.1: Função senoidal $f(t) = F_{sen}(\omega t)$	3
Figura 2.2: Onda $F_{sen}(\omega t + \varphi)$ adiantada de φ radianos em relação a $F_{sen}(\omega t)$	4
Figura 2.3: Diagrama fasorial.....	5
Figura 2.4: Diagrama fasorial para um ângulo $\varphi > 0$	6
Figura 2.5: Diagrama fasorial para um ângulo $\varphi < 0$	6
Figura 2.6: Representação de um fasor num plano complexo.....	7
Figura 2.7: Ilustração de sincrofasores sob a mesma referência temporal.....	8
Figura 2.8: Convenção da representação do ângulo de fase segundo a norma C37.118...9	
Figura 3.1: 1º protótipo de UMF construída pelo Power Systems Research Lab.....	13
Figura 3.2: Estrutura básica de um sistema de medição fasorial.....	15
Figura 3.3: Estrutura básica de uma Unidade de Medição Fasorial.....	17
Figura 3.4: Rotina básica do concentrador de dados.....	20
Figura 3.5: Representação da disposição dos satélites de GPS.....	24
Figura 4.1: Estrutura Institucional do Sistema Elétrico Brasileiro.....	32
Figura 4.2: Distribuição percentual da carga de energia por subsistema.....	34
Figura 4.3: Representação do Sistema Interligado Nacional - Horizonte 2013.....	35
Figura 4.4: Gráfico em forma de pizza referente à tabela 4.1.....	36
Figura 4.5: Evolução da Expansão da Transmissão.....	37
Figura 4.6: Centro de Controle Nacional e os Centros de Controle Regionais.....	41
Figura 4.7: Diagrama do relacionamento entre grupos dos Centros de Controle.....	42
Figura 4.8: Arquitetura atual do sistema EMS/SCADA do ONS.....	44
Figura 6.1: Diagrama de indicadores de desempenho.....	50

Índice de Tabelas

Tabela 3.1: Limite das grandezas de influência para cada nível de conformidade.....	30
Tabela 4.1: Capacidade instalada no e contratos de importação em Julho de 2011.....	36
Tabela 4.2: Linhas de transmissão do SIN e sua expansão até Julho de 2011.....	37
Tabela 6.1: Avaliação das abordagens na implantação de medidas fasoriais no EE.....	62

1. Introdução

O sistema elétrico deve gerar, transmitir e distribuir energia elétrica aos consumidores atendendo a demanda solicitada, segundo critérios de confiabilidade, qualidade, segurança e economia.

Recentes apagões em sistemas elétricos de todo o mundo, cujas razões são diversas, tais como: consumo intenso dos recursos naturais existentes, escassez de recursos financeiros, expansão e reestruturação do setor elétrico, restrições ambientais, etc, proporcionaram estudos e análises para investigar as possíveis causas destes desligamentos e, por conseguinte, discutir soluções para reduzir o problema.

O Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS) se apresenta como uma “nova” tecnologia com o intuito de aprimorar a operação e a supervisão dos sistemas elétricos de todo o mundo.

1.1. Motivação

Nos últimos anos, a medição fasorial sincronizada tem se tornado a técnica de medição preferida para sistemas de potência. Esta técnica permite a medição de tensão de sequência positiva, corrente, frequência local e taxa de variação de frequência, além disso, pode ser personalizada para medir harmônicos e grandezas de sequências zero e negativa, e todas estas medidas sincronizadas para um mesmo microssegundo, isto é possível devido à disponibilidade do GPS e do avanço no desenvolvimento de técnicas de processamento de dados [1].

Na monitoração, o SMFS pode trazer um ganho significativo quanto ao conhecimento prévio do comportamento do sistema elétrico, já que esta medição através dos sincrofasores será mais exata, rápida e confiável. Esta inovação impacta positivamente a supervisão e controle do sistema, abrindo um campo para novas investigações e aplicações quanto ao planejamento e operação em tempo real.

1.2. Objetivo

O objetivo deste trabalho é apresentar a medição fasorial sincronizada, sua história e sua estrutura, detalhar o componente mais importante deste sistema, a Unidade de Medição Fasorial, bem como mostrar o processo de medição fasorial.

A partir daí, o foco será mostrar os impactos que esta nova tecnologia pode gerar no Sistema Elétrico Brasileiro, a fim de trazer benefícios na supervisão e controle do mesmo, no ferramental de apoio à tomada de decisão em tempo real, em particular no aprimoramento do algoritmo do Estimador de Estado.

1.3. Organização do Trabalho

O segundo capítulo recorda alguns conceitos básicos como: Função senoidal, fasores, e o processo de sincronização.

O terceiro capítulo aborda o histórico da medição fasorial sincronizada, sua estrutura básica e também o procedimento de medição fasorial.

O quarto capítulo conta a história do Sistema Elétrico Brasileiro e seu aspecto atual.

O quinto capítulo apresenta o Operador Nacional do Sistema Elétrico, suas obrigações e seu sistema de supervisão e controle. Define-se o Sistema de Gerenciamento de Energia, o sistema SCADA e a ferramenta de estimação de estado.

O sexto capítulo aborda a implantação do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada e o seu impacto no Estimador de Estado do ONS por três diferentes métodos.

O último capítulo conclui o estudo e aponta possíveis trabalhos futuros a partir das ideias apresentadas.

2. Conceitos e Definições Importantes

2.1. Função Senoidal

Dentre todos os tipos de funções, a função senoidal possui características e razões que a diferenciam de qualquer outra. A principal delas é que, através da análise de Fourier, todos os tipos de funções periódicas podem ser decompostas em senóides. Daí a escolha de representar grande parte dos fenômenos naturais através de uma senóide ou de uma função com razoável caráter senoidal.

Uma particularidade matemática interessante da função senoidal é que suas derivadas e integrais também são senoidais, ou seja, a resposta forçada tem a mesma forma da função excitação, permitindo um manuseio mais simples que qualquer outra função [3].

De uma forma geral, a indústria de geração e distribuição de energia elétrica usam, predominantemente, geradores senoidais.

A onda senoidal é expressa de uma forma geral pela seguinte função:

$$f(t) = F \text{sen}(\omega t) \quad (2.1)$$

onde:

$F \rightarrow$ amplitude ou valor máximo da senóide

$\omega \rightarrow$ frequência angular

A função se repete-se a cada 2π radianos e sua representação gráfica pode ser vista na figura abaixo.

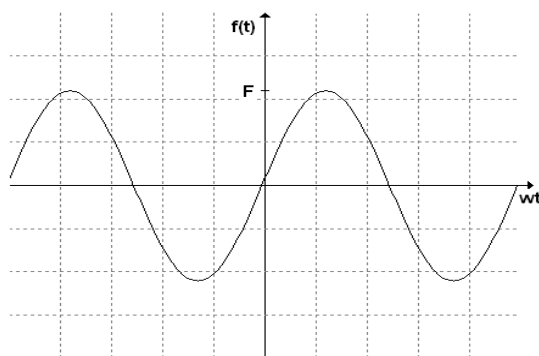


Figura 2.1: Função senoidal $f(t) = F\text{sen}(\omega t)$

Apesar da senóide ter sido apresentada como função seno, pode-se usar a função cosseno para representá-la, uma vez que essas funções diferem apenas por um ângulo de fase [2]:

$$\cos \omega t = \text{sen} \left(\omega t + \frac{\pi}{2} \right) \quad \text{sen} \omega t = \cos \left(\omega t - \frac{\pi}{2} \right) \quad (2.2)$$

Uma forma mais geral de senóide inclui, no argumento, o ângulo de fase ϕ . Este ângulo de fase aparece como o número de radianos pelo qual a senóide original está deslocada para a esquerda, conforme a figura 2.2.

$$f(t) = F \text{sen}(\omega t + \phi) \quad (2.3)$$

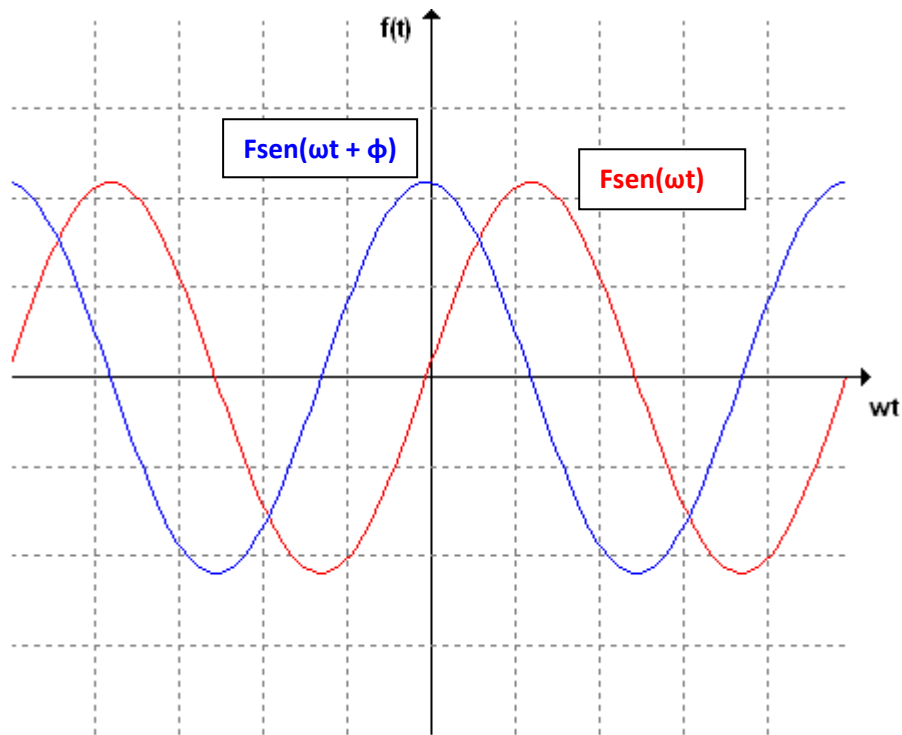


Figura 2.2: Onda $F \text{sen}(\omega t + \phi)$ adiantada de ϕ radianos em relação a $F \text{sen}(\omega t)$

2.2. Fasor

Ao analisar circuitos de corrente alternada é necessário realizar operações com funções senoidais. Este processo pode ser bastante cansativo, pois seria preciso traçar as diversas senóides em um mesmo gráfico e somá-las algebricamente ponto a ponto [5]. Além disso, este processo não é muito preciso. Uma outra forma de representar uma função senoidal é através de um diagrama fasorial (figura 2.3), onde cada vetor deste diagrama representa a magnitude da função num determinado instante e cada ângulo que o vetor faz com o eixo horizontal representa a diferença de fase naquele mesmo instante.

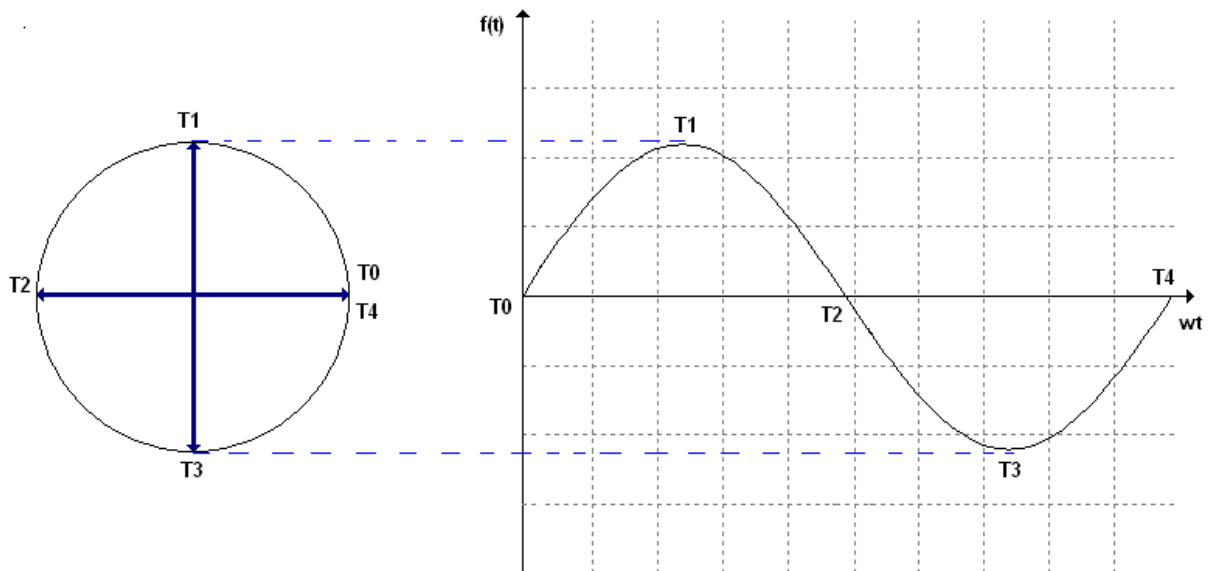


Figura 2.3: Diagrama fasorial.

Um diagrama fasorial é formado por vetores radiais girantes numa frequência ω definida, e cada vetor é chamado de fasor, que nada mais é do que um número complexo representando uma onda senoidal [4] em regime permanente.

Fasor é uma entidade que especifica a magnitude e o ângulo de fase de uma senóide e que a caracteriza completamente como se fosse expressa por uma função analítica do tempo [3]. Num diagrama fasorial, os ângulos positivos são medidos no sentido anti-horário e os negativos no sentido horário, conforme as figuras 2.4 e 2.5.

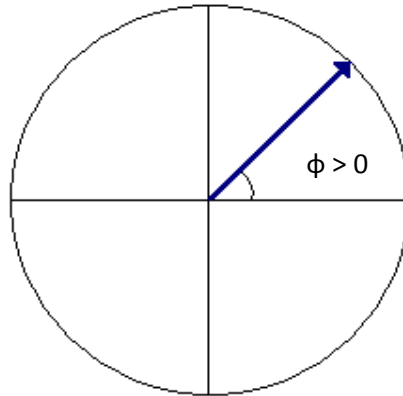


Figura 2.4: Diagrama fasorial para um ângulo $\phi > 0$

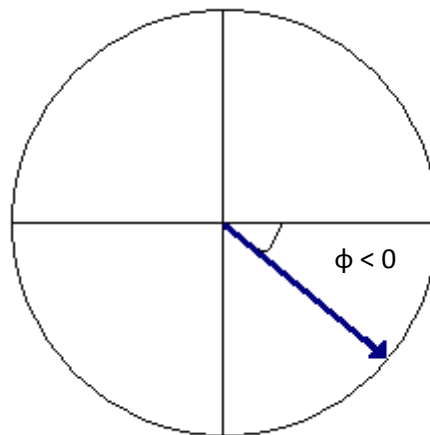


Figura 2.5: Diagrama fasorial para um ângulo $\phi < 0$

Num plano complexo, um fasor é representado graficamente por uma seta desde a origem até um ponto qualquer do plano, onde o eixo horizontal representa a parte real e o eixo vertical a parte imaginária (figura 2.6), tendo-se então a forma trigonométrica de um fasor.

$$F = |F| \cdot (\cos\phi + j\text{sen}\phi) \quad (2.4)$$

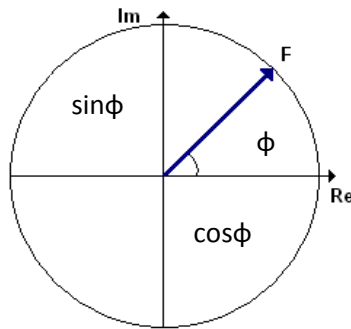


Figura 2.6: Representação de um fasor num plano complexo

Através da identidade de Euler $[e^{j(\omega t + \varphi)} = \cos(\omega t + \varphi) + j\sin(\omega t + \varphi)]$, pode-se relacionar a forma trigonométrica com a forma complexa do fasor, onde $\cos(\omega t + \varphi)$ é a parte real de $e^{j(\omega t + \varphi)}$ e $\sin(\omega t + \varphi)$ é a parte imaginária de $e^{j(\omega t + \varphi)}$.

Uma corrente ou tensão senoidal com frequência determinada é caracterizada por apenas dois parâmetros: a amplitude e o ângulo de fase. Como o fator $e^{j(\omega t + \varphi)}$ é comum em todos os termos de um circuito, o fasor pode ser representado por uma forma ainda mais concisa: a forma polar.

$$F = |F| \angle \varphi$$

A transformação descrita caracteriza a passagem das grandezas fasoriais do domínio do tempo para o domínio da frequência. Esta ferramenta é bastante utilizada para representar as tensões e correntes alternadas na frequência fundamental do sistema de potência com o objetivo de transformar as equações diferenciais em simples equações algébricas.

2.3. Fasores Sincronizados

O Sistema de Potência está sujeito a distúrbios de grande porte, dentre estes, existem os fenômenos de longa duração, como as oscilações eletromecânicas, as variações de frequência e os colapsos de tensão. A análise destes fenômenos depende, basicamente, da frequência, do módulo e do ângulo de fase das tensões e correntes elétricas durante os distúrbios. Todavia, obter estas grandezas complexas num dado instante de tempo implica em estabelecer uma referência comum entre elas, ou seja, uma mesma base de tempo. Portanto, sincrofasor ou fasor sincronizado é uma extensão do conceito de fasor que utiliza uma base de tempo única para referência angular [6].

Para medições numa mesma localidade, a tarefa de sincronização da base de tempo é simples de ser implementada, posto que, os pulsos de clock de amostragem podem ser facilmente distribuídos para os vários tipos de medição e a representação fasorial pode ser obtida utilizando a técnica da Transformada de Fourier.

Entretanto, realizar medição fasorial em instalações distantes geograficamente não é uma tarefa trivial, pois exige grande precisão temporal [7]. Os sincrofasores possibilitam que sejam tiradas fotografias do estado do sistema elétrico utilizando-se a mesma referência de tempo em pontos distantes entre si e com ângulos de fase distintos, como ilustra a figura 2.7.

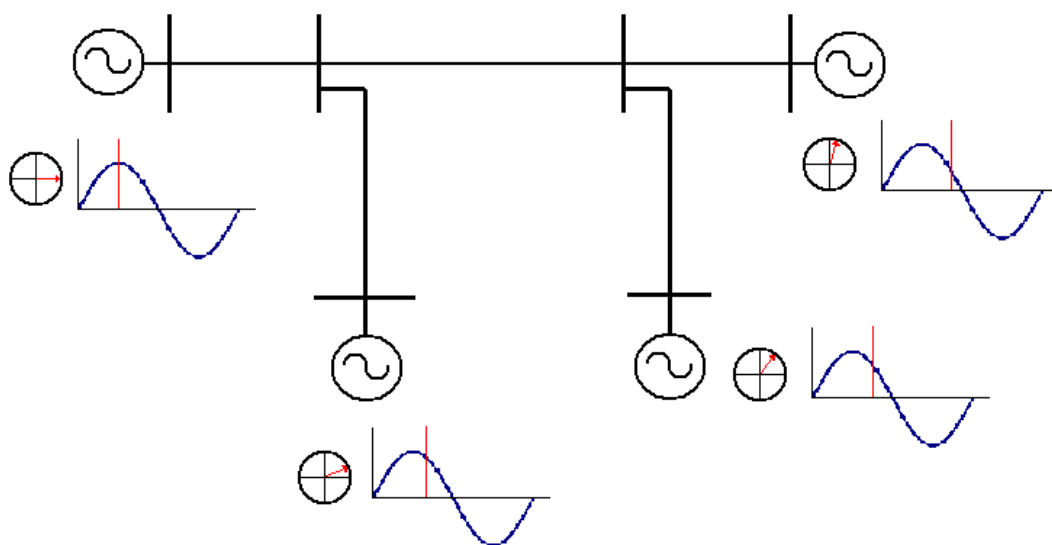


Figura 2.7: Ilustração de sincrofasores sob a mesma referência temporal.

De acordo com a norma C37.118 [8], o ângulo 0° da cossenóide é definido quando o valor máximo do sinal ocorrer no mesmo instante do PPS (pulso por segundo) e o ângulo -90° quando o cruzamento por zero no sentido positivo ocorrer no pulso do UTC (Tempo Universal Coordenado). A figura 2.8 ilustra a convenção descrita.

$$V(t) = |V| \cdot \cos(\omega t + \varphi) \quad (2.5)$$

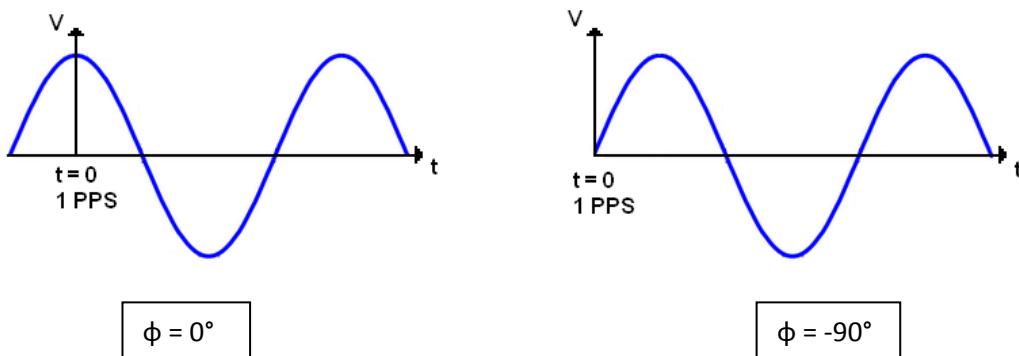


Figura 2.8: Convenção da representação do ângulo de fase segundo a norma C37.118

UTC significa Tempo Universal Coordenado e é um padrão de tempo baseado no Tempo Atômico Internacional que coincide com o tempo solar médio no meridiano de Greenwich (0° de longitude). PPS significa pulso por segundo, que é um trem de pulsos retangulares a uma frequência de 1Hz, com borda crescente sincronizada com o UTC.

A definição de fasor sincronizado em tempo real pela norma C37.118 [8] corresponde apenas aos valores na frequência nominal do sistema (50 ou 60 Hz). Portanto, aquisições fora do regime permanente não são compreendidos pela norma. Neste caso, os fabricantes dos equipamentos de medição fasorial são livres para criarem suas próprias definições.

2.4. Fontes de Sincronização

Até recentemente a maior dificuldade na sincronização dos pulsos de amostragem estava em encontrar fontes de sincronização eficazes. Uma fonte de sincronização deve ter alto índice de confiabilidade e sua precisão temporal deve estar de acordo com a aplicação. Por exemplo, uma diferença de $1\mu\text{s}$ (1×10^{-6} s) na base de tempo de duas medidas fasoriais corresponderá a uma diferença de fase de $0,022^\circ$, na frequência de 60 Hz.

Ao longo do tempo foram feitas muitas tentativas no sentido de sincronizar os instantes de amostragem dos equipamentos em subestações remotas. Dentre estas tentativas, cogitou-se a utilização de redes de fibra óptica, sinais AM (Amplitude Modulada), microondas e sinais via satélite do sistema GOES (Geostationary Operational Environmental Satellite). Entretanto, nenhum deles se mostrou eficaz o suficiente para sincronizar os instantes de aquisição com a precisão requerida. [9]

A partir da década de 90, tomou-se conhecimento o Navstar Global Positioning System, conhecido atualmente como GPS [9]. Os GPS são sistemas compostos por satélites, com o objetivo principal de auxiliar a navegação, com aplicações em outras áreas. Os relógios sincronizados por GPS permitem a sincronização de bases em tempo real em locais distantes entre si, com exatidão da ordem de $1\mu\text{s}$.

Outras fontes de sincronização estão sendo desenvolvidas, como o GLONASS na Rússia, o GALILEO em alguns países da Europa, o BEIDOU/COMPASS na China e o INRSS na Índia.

3. Sistema de Medição Fasorial Sincronizada

3.1. Definição

Sistema de Medição Fasorial Sincronizada é uma tecnologia, de certa forma recente, que surge como uma alternativa para a obtenção de medidas de magnitude e ângulo das tensões e correntes em pontos geograficamente distantes do sistema elétrico de potência, assim como frequências, harmônicos, potência ativa e reativa, com rapidez, precisão e sincronismo.

3.2. História

Os ângulos dos fasores de tensão das redes elétricas sempre despertaram um interesse especial para os engenheiros de sistemas de potência [1]. Como o fluxo de potência de uma linha de transmissão é proporcional ao seno da diferença angular entre as tensões de seus terminais, a medição dessa diferença angular tornou-se uma preocupação quanto ao planejamento e operação de uma rede elétrica de grande porte.

A partir da década de 60 os sistemas elétricos de potência passaram a ser operados de forma remota pelos centros de controle. Os centros de controle assumiram a função de controle automático de geração (CAG) e de controle supervisor do sistema. O CAG tem como função controlar a geração das principais usinas, de modo a manter a frequência aproximadamente constante e dentro de uma faixa próxima ao seu valor nominal, bem como controlar o fluxo de potência nas linhas de interligação. O sistema supervisor executa o controle remoto de abertura e fechamento dos disjuntores e dispositivos para regulação de tensão [10].

Os sistemas de potência tornaram-se, em todo o mundo, cada vez mais interligados, o que tornou a coordenação dos mesmos muito mais complexa. A partir do avanço na área de computação e de telecomunicações, o sistema supervisorio desenvolveu-se no sistema de monitoração e controle. O sistema de monitoração e controle engloba seleção e análise de contingências, controle preventivo, monitoração de segurança e outras atividades.

No início de 1980 foram realizados os primeiros trabalhos diretamente envolvidos com medições de diferenças entre ângulos de fase. Utilizavam o sistema LORAN-C e transmitiam via satélite GOES, a fim de obter uma referência de tempo absoluta para diferentes locais do sistema elétrico de potência. Foram medidos ângulos de tensão monofásica e não foram levados em conta os harmônicos da forma de onda. A precisão das medições obtidas nesses trabalhos foi da ordem de 40 μ s [1]. Este método de medição de diferenças entre ângulos de fase não é o mais adequado, portanto, não é utilizado usualmente.

A era moderna na tecnologia de medição fasorial começou com a pesquisa de conduzir computacionalmente o restabelecimento de linhas de transmissão. Naquela época, o poder computacional dos primeiros relés baseados em microprocessadores permitia apenas realizar os cálculos necessários para o restabelecimento de toda a linha de transmissão. Uma parcela significativa desses cálculos foi dedicada à resolução de seis equações em cada tempo de amostragem a fim de verificar se estão presentes, na linha de transmissão trifásica, qualquer um dos dez tipos de falhas possíveis. A resolução destas seis equações requeria um grande esforço. Com o surgimento de uma nova técnica baseada na análise de componentes simétricas para tensões e correntes tornou-se possível realizar todos os cálculos de falhas com uma única equação. A partir desta teoria, foram descritos eficientes algoritmos computacionais para componentes simétricas de tensões e correntes trifásicas, o que impulsionou o desenvolvimento de sistemas modernos de medição fasorial.

Em 1983 [11] foi escrito o primeiro artigo que identificou a importância das medições fasoriais de tensões e correntes de sequência positiva. As tensões de sequência positiva de uma rede constituem o vetor de estado de um sistema de potência, e é de fundamental importância em toda a análise do sistema.

Neste mesmo período, o Global Positioning System (GPS) estava começando a ser totalmente implantado. Tornou-se claro que este sistema oferecia o método mais eficaz de sincronização de medidas a grandes distâncias do sistema de potência.

Em meados de 1980, os primeiros protótipos de Unidades de Medição Fasorial (UMF), utilizando GPS, foram instalados nos EUA, pela Virginia Tech [12]. A figura 3.1 mostra um destes protótipos.

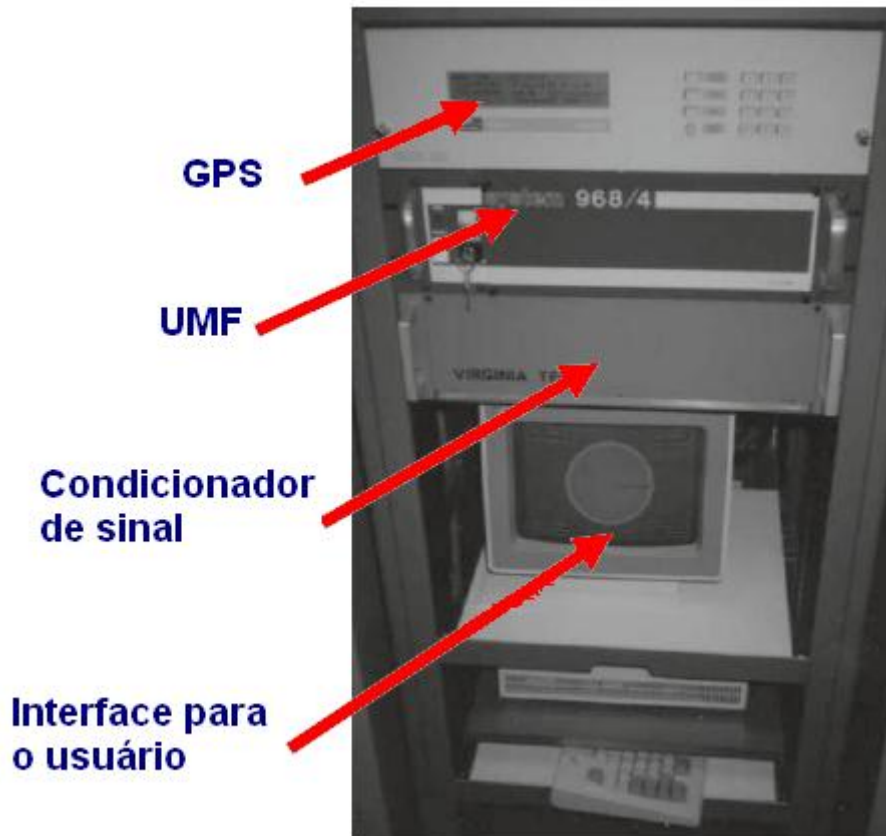


Figura 3.1: Primeiro protótipo de UMF construída pelo Power Systems Research Laboratory [1].

Os primeiros sistemas de medição fasorial sincronizada foram instalados como projetos para avaliação da tecnologia de medição fasorial e foram sendo expandidos sem muito planejamento, simplesmente através da coleta de dados de Unidades de Medição Fasorial instaladas nas empresas de energia de uma mesma área de atuação.

A fabricação da primeira UMF, para fins comerciais, foi feita pela Macrodyne, com a colaboração da Virginia Tech, em 1991 [13].

Atualmente, o sistema de medição utilizado é implementado com base de dados provenientes de um conjunto de telemidas redundantes, digitais e analógicas, que compõe o sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Estes dados, obtidos em intervalos regulares de tempo, são recebidos e processados através de ferramentas computacionais chamadas Configurator de Rede e Estimador de Estado, para que se conheça a configuração do sistema e o perfil das tensões complexas nas barras. O Configurator de Redes tem como objetivo determinar a topologia atual da rede supervisionada para posterior utilização pelas demais funções do sistema de análise de redes. Já o Estimador de Estado determina o estado (magnitude de tensões e ângulos) do sistema supervisionado. Isto só é possível se, além da configuração, existirem medidas analógicas de grandezas do sistema supervisionado em número suficiente para sua execução [14].

Entretanto, o processamento destas medidas não é imediato, fazendo com que o processo não seja capaz de fornecer o estado real do sistema, mas sim uma estimativa baseada na redundância das medidas do estado do sistema em um instante de tempo próximo, porém anterior ao tempo real [15].

As medidas fasoriais baseadas nas UMF's, ao contrário do processo de estimação de estado, são realizadas com base no mesmo instante de tempo, a partir da fonte de sincronização, possibilitando o conhecimento do real estado do sistema elétrico.

3.3. Estrutura de um Sistema de Medição Fasorial

Um sistema de medição fasorial é, basicamente, formado por:

- Unidade de medição fasorial (UMF);
- Concentrador de dados fasoriais (CDF);
- Global Positioning System (GPS);
- Canais de comunicação.

Esta estrutura centralizada é considerada a forma padrão [16], a qual um sistema de medição fasorial pode ser representado, vide figura 3.2. Entretanto, não é a única arquitetura possível. Por exemplo, em [17] foi considerada uma estrutura descentralizada, na qual cada UMF compartilhava suas medidas com as demais. Esta estrutura mostrou-se menos adequada que a descrita na figura 3.2, no âmbito de eficiência, confiabilidade e custo.

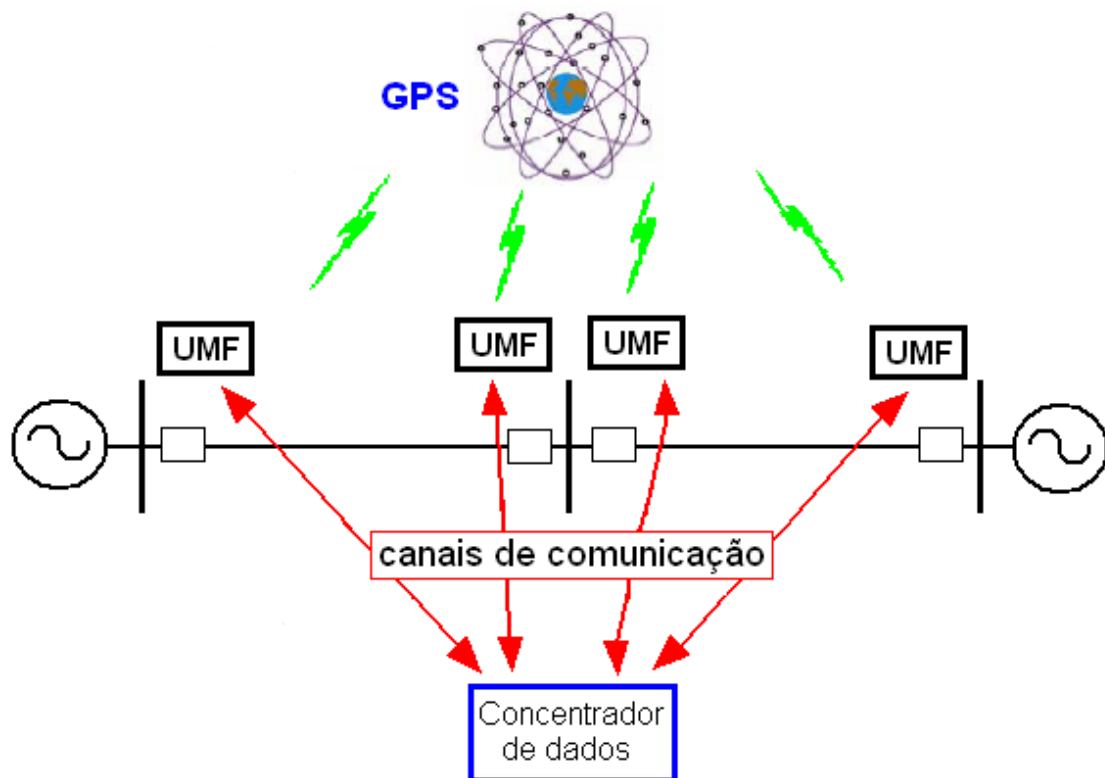


Figura 3.2: Estrutura básica de um sistema de medição fasorial

A seguir, cada um dos componentes do sistema de medição fasorial será descrito separadamente.

3.3.1. Unidade de Medição Fasorial (UMF)

O principal componente de um sistema de medição fasorial é a UMF. Ela é responsável por obter as medições dos dados do sistema, processá-las, e enviá-las ao concentrador de dados. Uma das características mais importantes da tecnologia de UMFs é que as medições são carimbadas com alta precisão na fonte, de modo que a velocidade de transmissão dos dados não é um parâmetro crítico para este sistema [1].

A Unidade de Medição Fasorial (UMF) é um dispositivo que amostra dados de tensão e de corrente analógica em sincronismo com um relógio GPS. As amostras são usadas para calcular os fasores correspondentes. Os fasores são calculados com base em uma referência absoluta de tempo (UTC), tipicamente derivada de um receptor interno de GPS [18].

As UMFs de cada fabricante diferem-se entre si em muitos aspectos importantes. Portanto, torna-se difícil discutir a configuração de hardware de uma UMF de uma forma universalmente aplicável. No entanto, é possível discutir uma UMF genérica, que irá indicar a essência de seus componentes principais.

3.3.1.1. Componentes de uma UMF

A figura 3.3 é baseada na configuração da primeira UMF construída pela Virginia Tech. Sabe-se que a UMF evoluiu a partir do desenvolvimento da tecnologia de transmissão de dados a longa distância [1].

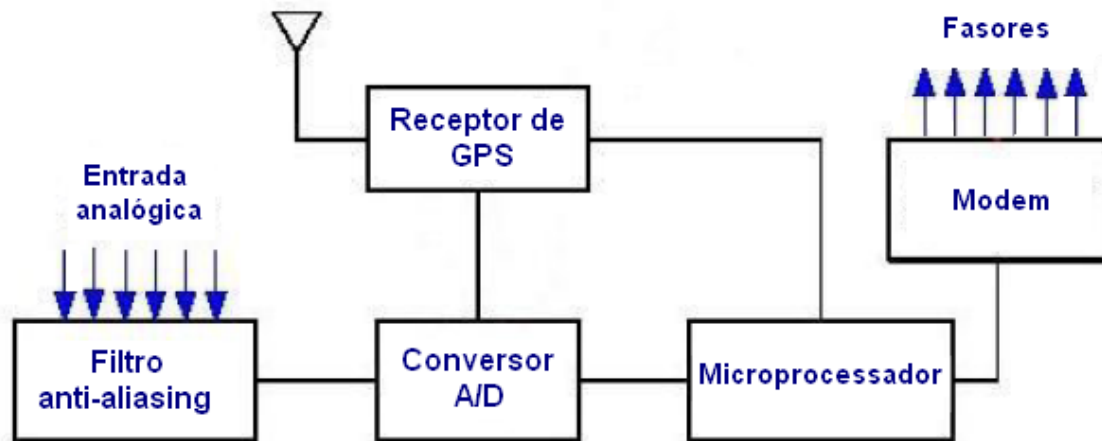


Figura 3.3: Estrutura básica de uma Unidade de Medição Fasorial

As entradas analógicas são correntes e tensões obtidas a partir dos enrolamentos secundários dos transformadores de corrente e de potencial [1]. Estas entradas analógicas são filtradas para evitar o efeito aliasing (será descrito com detalhes em 3.4.1). O receptor de GPS recebe o sinal de pulso a cada segundo e sincroniza o relógio interno. As medidas de corrente e tensão, após a filtragem, passam por um conversor e transformam-se em medidas digitais, para então, serem transformadas em fasores de sequência positiva pelo microprocessador.

3.3.1.2. Processo de Alocação

Idealmente seria interessante instalar UMFs em todas as subestações do sistema elétrico, de tal forma a se obter as tensões complexas de todo o sistema em tempo real, possibilitando assim, ter o conhecimento do estado real do mesmo. Porém, devido às restrições de custo, complexidade de processamento de dados, transmissão dos sinais, entre outras, deve-se minimizar o número de UMFs a serem instaladas, de acordo com diferentes critérios de alocação.

Os custos relacionados aos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada e às UMFs, tendem a diminuir devido ao crescente número de aplicações, entretanto, ainda se faz necessário realizar uma seleção adequada de barramentos de subestações de um sistema para o posicionamento de UMFs. Esta seleção é feita de

acordo com alguns critérios pré-especificados que visam maximizar a quantidade de informação adquirida com o conjunto de medidas obtidas.

Para posicionarmos uma UMF deve-se levar em conta o desempenho dinâmico do sistema elétrico, tanto para aplicações de estabilidade transitória quanto, para estabilidade em pequenas perturbações. O artigo [19] demonstra alguns objetivos visados com o posicionamento das UMFs.

Este presente trabalho não tem a finalidade de descrever os diferentes critérios de alocação, mas apenas informar que o posicionamento das UMFs não é uma tarefa simples e que para tanto exige estudo específico. Por exemplo, caso a aplicação seja a estabilidade transitória, segundo [19], a maximização do conteúdo de informação contido em um conjunto de sinais e a minimização da redundância na informação contida nos sinais são características importantes. Para a estabilidade para pequenas perturbações, de acordo com [20], exige-se a maximização da sensibilidade dos medidores aos modos eletromecânicos de baixo amortecimento e a minimização da sensibilidade dos sensores aos modos eletromecânicos locais bem amortecidos.

Segundo o relatório 6 do Projeto ESTAL [21], o número mínimo de UMFs no Sistema Interligado Nacional deve ser tal, de modo que seja possível alcançar a completa observabilidade do mesmo e fornecer a redundância requerida pelo sistema de medição de grandes áreas para manter os resultados adequados do Estimador de Estado, mesmo quando da perda de até três UMFs.

A habilidade das UMFs de medir correntes de linha faz com que todas as barras adjacentes a uma UMF sejam observáveis, desde que os parâmetros da linha sejam conhecidos com precisão. Se um número suficiente de UMF for instalado, é possível realizar um Sistema de Medição de Estado ou um Calculador de Estado, através do qual o estado do sistema possa ser medido ou calculado, em vez de estimado.

Estudos anteriores mostram que quando os parâmetros do sistema são conhecidos com precisão, é necessária a instalação de UMF em apenas 1/4 a 1/3 das barras da rede para se assegurar uma completa observabilidade [22].

O problema de localização das UMFs não pode ser resolvido de forma trivial. Os melhores algoritmos conhecidos para este tipo de problema tendem a procurar por todas as soluções possíveis para um dado modelo de sistema. Conforme o tamanho do modelo do sistema aumenta, os esforços computacionais aumentam

drasticamente, e métodos heurísticos são aplicados para equilibrar o tempo de computação e a viabilidade da solução, como por exemplo, o algoritmo de redução de matriz e algoritmo de Greedy [23].

3.3.2. Concentrador de Dados Fasoriais (CDF)

O Concentrador de Dados Fasoriais é um elemento importante na organização geral de um sistema de medição fasorial. Na figura 3.2 apresentada anteriormente, o CDF é um elemento único em uma determinada área de controle. Suas principais funções são: receber os sincrofasores (de forma assíncrona) coletados pelas diferentes UMFs, formatá-los com etiquetas de tempo a fim de organizar conjuntos de medidas referentes ao mesmo instante de tempo, armazená-los numa base própria e atender a diversos tipos de aplicação. Todo esse processo é realizado continuamente, gerando um fluxo de dados capaz de representar o estado do sistema elétrico de uma forma bastante próxima a do tempo real. Por isso ele requer um alto desempenho computacional, alto grau de confiabilidade e disponibilidade. O concentrador de dados também é capaz de tratar os eventuais erros de transmissão de dados. Todas as funções descritas anteriormente são realizadas através de rotinas computacionais, como mostra a figura 3.4.

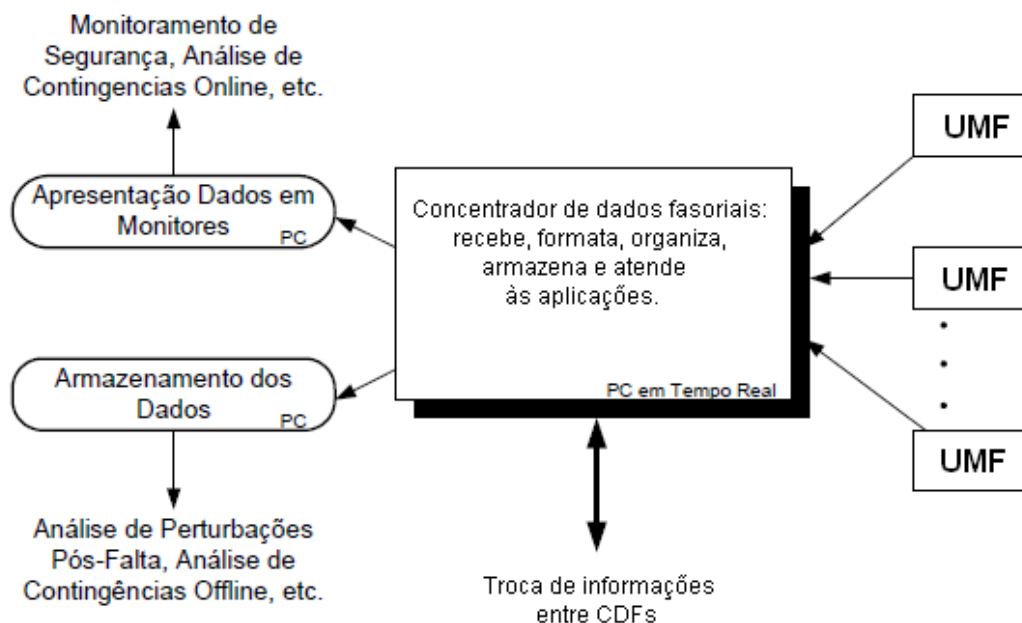


Figura 3.4: Rotina básica do concentrador de dados [24]

O concentrador de dados é constituído de uma unidade de processamento central com capacidade de processar todos os dados fasoriais obtidos em tempo real, um disco rígido com memória suficientemente grande para a gravação de dados alinhados por um período pré-estabelecido, entradas seriais para recepção das medidas fasoriais e terminais de saída para envio de dados para outros processadores [25]. Esta arquitetura deve ser projetada para uma expansão modular, uma vez que dificilmente um sistema de medição fasorial será instalado com a sua capacidade máxima. Atualmente, há algumas soluções disponíveis para concentradores de dados. Suas grandes limitações são: a falta de padronização e o armazenamento de grande quantidade de dados [7]. Os CDFs mais comuns foram personalizados e construídos por pesquisadores ou fabricantes de UMFs [1].

São previstas duas formas para a transferência dos dados das subestações:

i) os sincrofasores das subestações são transmitidos diretamente para o nível hierárquico mais alto, através de canais diretos de comunicação.

ii) os fasores sincronizados das subestações são transmitidos através da rede de telecomunicações da empresa de eletricidade, convergindo para o seu centro de controle e do centro de controle para o nível hierárquico mais alto. Esta segunda opção possibilita à empresa proprietária das subestações optar por instalar um concentrador de dados fasoriais intermediário no seu centro de controle.

Considerando-se que os sincrofasores medidos nas subestações devem ser transmitidos para os centros de controle localizados em localidades remotas e que há a possibilidade de falhas nos canais de comunicação entre as subestações e os níveis hierárquicos superiores, a arquitetura com o nível intermediário prevê a utilização de Concentradores de Dados da Subestação (CDS).

A proposta de utilização de CDS tem como objetivo aumentar a confiabilidade dos dados oriundos das UMFs, bem como a flexibilidade de utilização dos dados por aplicações com diferentes requisitos [26].

É proposta a utilização de no mínimo dois pontos de concentração de dados, possivelmente localizados em dois centros de controles diferentes, para redundância e garantia da confiabilidade dos dados. A utilização de centros de operação redundantes em locais distintos é uma prática de segurança comum das empresas de energia elétrica.

Os pontos de concentração dos dados e os centros de controle das empresas integrantes do sistema de medição formam os nós de uma rede de telecomunicação em grande área para a transmissão dos sincrofasores.

São previstas as seguintes funcionalidades para o CDS:

- Alinhamento temporal dos sincrofasores:

Os fluxos de sincrofasores recebidos das UMFs na subestação devem ser alinhados no tempo de acordo com a indicação de tempo (etiqueta de tempo). Como não há a garantia de recebimento simultâneo dos fluxos de sincrofasores de diferentes UMFs com a mesma etiqueta de tempo, o CDS deve aguardar um período de tempo programável para receber todos os dados de uma mesma etiqueta de tempo. O período de tempo de espera deve ser ajustável em cada subestação, e o seu valor dependerá do padrão de tráfego, do número de UMFs e dos atrasos em cada rede local de subestação. Se o dado de alguma UMF não chegar dentro do período pré-estabelecido, eles devem ser considerados como perdidos e substituídos por valores nulos.

- Processamento dos dados:

O principal processamento previsto é a agregação dos fluxos de fasores recebidos das UMFs da subestação em um ou dois fluxos de fasores combinados que serão retransmitidos pelo CDS. Esta agregação pode ser realizada não apenas combinando os fluxos de fasores das UMFs, mas também realizando o processamento dos fluxos de dados das UMFs.

- Armazenamento dos dados:

Tanto o fluxo combinado de fasores recebidos das UMFs quanto o fluxo de fasores processados no CDS serão armazenados ordenados por sua etiqueta de tempo, de forma que os dados mais novos progressivamente superponham os dados mais antigos pela ordem de chegada.

- Retransmissão dos dados:

O CDS terá como saída até dois fluxos de fasores processados, que serão retransmitidos para os centros de controles.

- Atender comandos para o envio de dados armazenados no CDS:

É previsto que o CDS possua duas formas de transmissão de dados: a transmissão em tempo real de até dois fluxos de sincrofasores e a transmissão por demanda de dados armazenados no CDS. A transmissão por demanda dos dados armazenados no CDS é prevista nas seguintes condições:

i) Automaticamente, por solicitação do concentrador de dados central. Esta solicitação atende ao caso de perda de dados decorrente de falhas nos canais de comunicação.

ii) Eventualmente, por demanda originada nos centros de controle. Estes dados podem ser necessários para a análise de distúrbios ocorridos no sistema elétrico.

O Concentrador de Dados Central é um componente fundamental do sistema de medição fasorial. As principais funcionalidades são:

a) Receber e processar todos os fluxos de dados de fasores oriundos das subestações.

b) Verificar a integridade dos canais de comunicação de dados, mantendo registro da estatística de falhas e do estado operacional de todos os CDS.

c) Ordenar todos os fasores recebidos de acordo com as respectivas etiquetas de tempo e realizar o armazenamento de todos os dados recebidos na base de dados de tempo real, alinhados por suas etiquetas de tempo.

d) Verificar a falta de dados decorrentes de falhas de comunicação e iniciar o processo de requisição de eventual conjunto de dados faltante ou inadequado, gerenciando o processo até que todos os dados sejam recebidos.

e) Armazenar todos os fasores recebidos on-line, por um período mínimo especificado, de forma que os dados possam ser prontamente recuperados pela equipe de operação do centro de controle.

f) Retransmitir os dados recebidos para uso das ferramentas de tempo real [26].

3.3.3. Global Positioning System (GPS)

O Global Positioning System, comumente conhecido como GPS, é um sistema composto por diversos satélites, cuja principal função é auxiliar instrumentos de navegação fornecendo dados relativos às coordenadas de posição.

Foi iniciado com o lançamento do primeiro bloco de satélites em 1978 pelo Departamento de Defesa dos EUA. Em 1994 a constelação completa de 24 satélites modernos foi posta em prática [1]. Desde 2007 existem 30 satélites ativos em órbita que transmitem sinais precisos de tempo por ondas de rádio. Estes satélites são dispostos em seis planos orbitais deslocados uns dos outros em 60° , com uma inclinação de cerca de 55° em relação ao plano equatorial [1]. Cada um deles tem um raio orbital de aproximadamente 26.554,18 quilômetros e percorrem toda a Terra duas vezes por dia, ou seja, um tempo orbital de 12 horas.

Pelo menos seis satélites sempre estão visíveis na maioria dos locais na Terra, e muitas vezes até 10 satélites podem estar disponíveis para visualização. A figura 3.5 ilustra estes satélites.

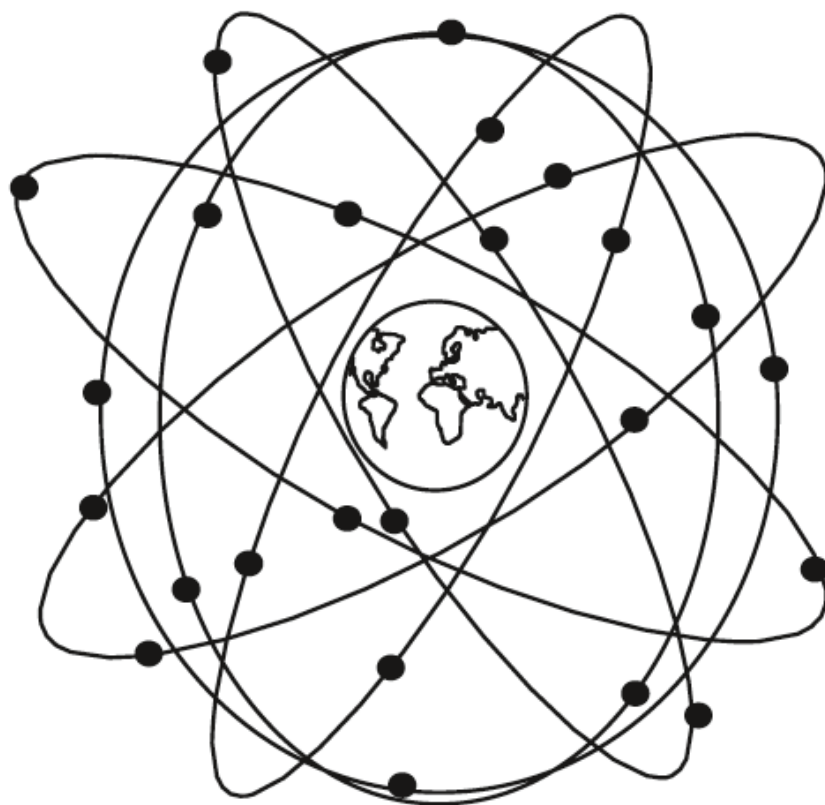


Figura 3.5: Representação da disposição dos satélites de GPS [1]

Os satélites GPS emitem sinal de um pulso por segundo para as estações receptoras das UMFs, que através deste sinal sabem exatamente o instante exato em que deve ser feita a aquisição dos dados de forma sincronizada. Este sinal é bastante preciso, admitindo um erro da ordem de $1\mu\text{s}$. Para se ter uma ideia desta precisão, considerando um sistema operando a uma frequência de 60 Hz, o erro angular do pulso de sincronização é da ordem de $0,022^\circ$ [9]. A precisão do GPS quanto à posição geográfica é de 1 a 5 metros horizontalmente e de 27,7 metros verticalmente.

Atualmente, outras nações estão implantando sistemas similares ao GPS. Entretanto, espera-se que o sistema de GPS continue a ser a principal fonte de sincronização para as UMFs [1].

3.3.4. Canais de Comunicação

Os canais de comunicação têm como função básica transferir os dados adquiridos entre as UMFs e o CDF, como também viabilizam a troca de informações entre Concentradores de Dados de diferentes áreas de controle. A tecnologia usada nestas interligações entre equipamentos pode ser desde linhas telefônicas até via wireless ou cabos de fibra óptica. A escolha varia de acordo com a aplicação e custo [27], pois a rapidez no envio destas informações está diretamente associada ao tipo de canal de comunicação escolhido. Para uma escolha adequada, deve-se avaliar a comunicação dos dados nos seguintes requisitos:

i) O envio dos dados deve ser contínuo e em tempo real. Para isto o canal de comunicação deve ter baixa latência e alta disponibilidade.

ii) O sistema de comunicação deve ser capaz de enviar dados perdidos. Para isto deve ter a capacidade de aumentar a largura de banda esporadicamente e/ou utilizar canais secundários.

iii) Além disso, sua padronização deve ser bem definida, deve ter alta imunidade a ruídos, deve ser seguro, expansível e de fácil integração aos outros equipamentos do sistema de medição fasorial [8].

3.4. Procedimento de Medição Fasorial

O procedimento de medição fasorial pode ser dividido em três ou quatro etapas. Neste trabalho, o processo será detalhado em quatro: Filtragem do sinal de amostragem, aquisição dos dados via GPS, tratamento e formatação das medidas.

3.4.1. Filtragem do Sinal de Amostragem

A primeira etapa no procedimento de medição é a filtragem do sinal de amostragem, cujo objetivo é evitar o efeito de aliasing. Aliasing é a criação de uma falsa frequência durante o processo de amostragem quando esta se dá a uma baixa taxa. De acordo com o Teorema de Nyquist, para evitar este efeito aliasing, a taxa de amostragem (taxa de Nyquist) deve ser maior do que o dobro da maior frequência contida no sinal a ser amostrado. Portanto, esta primeira etapa trata de filtrar o sinal através de um filtro passa baixa com frequência de corte igual ou menor do que a frequência de Nyquist, também chamado de filtro anti-aliasing [28].

Vários tipos de filtros podem ser utilizados para modificar a banda do sinal de entrada. Um filtro ideal para esta finalidade seria aquele que não apresentasse nenhuma atenuação na banda de passagem (passband). Dentre estes filtros adequados para realizar a função de filtro anti-aliasing pode-se citar os filtros Butterworth, Chebyshev, Cauer, e Bessel-Thomson [30].

3.4.2. Aquisição dos Dados

Na etapa de aquisição de dados, o sistema GPS é o principal componente para o desenvolvimento da medição fasorial sincronizada. O GPS envia constantemente um sinal de um pulso por segundo, o qual será a base de tempo para todo o

processo. Este trem de pulso emitido tem uma precisão maior do que $1\mu\text{s}$, possibilitando ser a referência de tempo para que o processo de aquisição dos dados seja sincronizado mesmo nas subestações geograficamente distantes.

O receptor de sinal de GPS divide o sinal de 1 PPS em intervalos menores para que haja um número maior de amostras de grandezas fasoriais no período de um segundo. Por exemplo, para uma frequência de 60 Hz, 12 aquisições por ciclo são suficientes para representar o sinal amostrado com precisão adequada [30].

3.4.3. Tratamento das medidas

Os sinais de tensão e corrente adquiridos pela UMFs são analógicos, por isso, tem-se a necessidade de discretizar estes sinais através do conversor A/D (analógico/digital), para posteriormente realizar um tratamento matemático nestes dados através do microprocessador instalado na própria UMF. Há diversas formas de efetuar este tratamento matemático, como por exemplo: processo de demodulação ou método zero-crossing, entretanto, a Transformada Discreta de Fourier (DFT) é a ferramenta mais utilizada para a extração de um fasor a partir de um sinal alternado [29].

Na DFT, as amostras digitais de um sinal, tomadas em intervalos de tempo regulares compõem uma janela de dados deslizante, com n amostras, utilizada para calcular, a cada nova amostra, a parte real e a parte imaginária do sinal.

Para um dado sinal cossenoidal do tipo:

$$f(t) = \sqrt{2} \cdot |F| \cdot \cos(\omega t + \varphi) \quad (3.1)$$

Uma das formas de se obter as partes, real e imaginária, de uma grandeza z é descrita a seguir [26].

$$Z_r = \frac{1}{n} \left[Z_{k-n} + Z_k + 2 \sum_{L=1}^{n-1} Z_{k-n-L} \cos\left(\frac{2\pi}{n} L\right) \right] \quad (3.2)$$

$$Z_i = \frac{1}{n} \left[2 \sum_{L=1}^{n-1} Z_{k-n-L} \operatorname{sen} \left(\frac{2\pi}{n} L \right) \right] \quad (3.3)$$

Sendo:

$z_r \rightarrow$ a parte real do sinal no instante k ;

$z_i \rightarrow$ a parte imaginária do sinal no instante k ;

$n \rightarrow$ o número de amostras que compõem a janela de medição.

A medição de um fasor pela DFT depende do instante de tempo em que a medição é iniciada. Se o intervalo de amostragem for igual a um múltiplo inteiro do período da grandeza medida, a DFT apresentará como resultado, a cada nova amostra, um fasor constante. Se a frequência do sinal for diferente da frequência nominal do sinal medido, a DFT apresentará como resultado uma sequência de fasores com magnitude quase constante, mas com ângulos de fase variando uniformemente.

Isto significa que, na prática, a aplicação da DFT a um sinal com frequência constante dará como resultado um fasor com ângulo de fase constante, enquanto que se a frequência do sinal medido for diferente da frequência nominal, se obterá um fasor girante, com uma velocidade proporcional à diferença entre a frequência do sinal e a frequência nominal [26].

3.4.4. Formatação das medidas

A última etapa do procedimento de medição fasorial sincronizada consiste na formatação dos dados, segundo a norma [8], para então serem enviados para o concentrador de dados. Esta formatação descrita na norma visa facilitar o intercâmbio de informações entre os equipamentos que utilizarão tais dados, pois estabelecendo um formato padrão para as medidas fasoriais, tanto a transmissão entre UMFs e o concentrador de dados quanto entre concentradores de dados de áreas diferentes é facilitada, além de garantir que equipamentos de fabricantes diferentes se comuniquem coerentemente.

As medidas fasoriais são transmitidas como quadros de dados em uma taxa de exteriorização que corresponde ao número inteiro de medidas transmitidas por segundo. As medidas transmitidas devem ser igualmente espaçadas dentro do intervalo de 1 segundo.

A transmissão é realizada utilizando quatro tipos de informações, organizadas em pacotes compostos por uma sequência de bits, chamados de *frames*. (i) frame de cabeçalho, (ii) frame de configuração; (iii) frame de dados e (iv) frame de comando. Os três primeiros tipos de frames são originados pela UMF, enquanto que o último tipo é por ela recebido [26].

Os frames de cabeçalho servem para enviar informações definidas pelo usuário, como: transdutores, algoritmos e filtros analógicos, porém não são obrigatórias.

Os frames de configuração são utilizados para identificar os dados enviados pela UMF, são transmitidos por meio de um arquivo binário contendo informações que possibilita ao concentrador de dados conhecer a configuração da UMF no sistema de medição fasorial. Para tanto, as seguintes informações deverão compor este pacote: nome da UMF instalada, o número de fasores a serem medidos, o número de canais digitais monitorados, os nomes de cada canal, a frequência nominal do sistema e a taxa de transmissão das medições.

Os frames de dados podem incluir, sob uma mesma etiqueta de tempo, um conjunto de dados contendo múltiplos canais com os fasores medidos, medidas da frequência e da variação da frequência, bem como grandezas analógicas e grandezas digitais.

Todos os frames possuem a mesma estrutura básica: são iniciadas por uma palavra de 2 bytes para sincronismo e identificação do tipo de quadro (SYNC), seguida por 2 bytes com o tamanho do quadro (FRAMESIZE), 2 bytes para identificação da origem dos dados (IDCODE), 8 bytes para informação da etiqueta de tempo, que é composta por 4 bytes para a indicação dos segundos (SEC) e 4 bytes para a indicação da fração do segundo (FRASEC) [26].

3.5. Erro Vetorial Total (EVT)

Um aspecto importante a se considerar é a precisão do sinal medido na Unidade de Medição Fasorial. Para garantir a precisão da grandeza a ser transmitida, a norma [8] determina testes de precisão. Nestes testes foi estabelecido o Erro Vetorial Total (EVT), conforme definido na equação 3.4.

$$EVT = \sqrt{\frac{[X_r(n) - X_r]^2 - [X_i(n) - X_i]^2}{X_r - X_i}} \quad (3.4)$$

Onde,

$X_r(n)$ → parte real do sincrofasor medido;

$X_i(n)$ → parte imaginária do sincrofasor medido;

X_r → parte real do sinal de entrada;

X_i → parte imaginária do sinal de entrada;

n → número da barra.

A norma [8] exige que o *EVT* seja inferior a 1% para ambos os níveis de conformidade. Os níveis 0 e 1 se diferenciam pelos limites de variação das grandezas de influência, conforme mostra a tabela 3.1.

Tabela 3.1: Limite das grandezas de influência para cada nível de conformidade. [26]

Característica	Condições de referência	Limites das grandezas de influência	
		Nível 0	Nível 1
Frequência do sinal	60 Hz	± 0,5 Hz	± 5 Hz
Magnitude do sinal	100% da nominal	80 a 120% da nominal	10 a 120% da nominal
Ângulo de Fase	0 radianos	± π radianos	± π radianos
Distorção harmônica total	< 0,2%	1% para qualquer harmônica até a 50ª	10% para qualquer harmônica até a 50ª
Sinal de interferência fora da banda	< 0,2% da magnitude do sinal	1% da magnitude do sinal de entrada	10% da magnitude do sinal de entrada

4. Sistema Elétrico Brasileiro

4.1. Histórico

A reforma do Setor Elétrico Brasileiro começou em 1993 com a Lei nº 8.631, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, e foi marcada pela promulgação da Lei nº 9.074 de 1995, que criou o Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre. Em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia.

As principais conclusões do projeto foram a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização, e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais, sob regulação do Estado.

Foi também identificada a necessidade de criação de um órgão regulador (a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), de um operador para o sistema elétrico nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS) e de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica (o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE).

Concluído em agosto de 1998, o Projeto RE-SEB definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no Setor Elétrico Brasileiro.

Em 2001 o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Esse acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando.

Visando adequar o modelo em implantação, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações no setor elétrico brasileiro.

Durante os anos de 2003 e 2004 o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004; e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo (a Empresa de Pesquisa Energética – EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE) e uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE (Mercado Atacadista de Energia), relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE) [31].

Outras alterações importantes incluem a definição do exercício do Poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a ampliação da autonomia do ONS. A figura 4.1 mostra a estrutura institucional do sistema elétrico brasileiro.

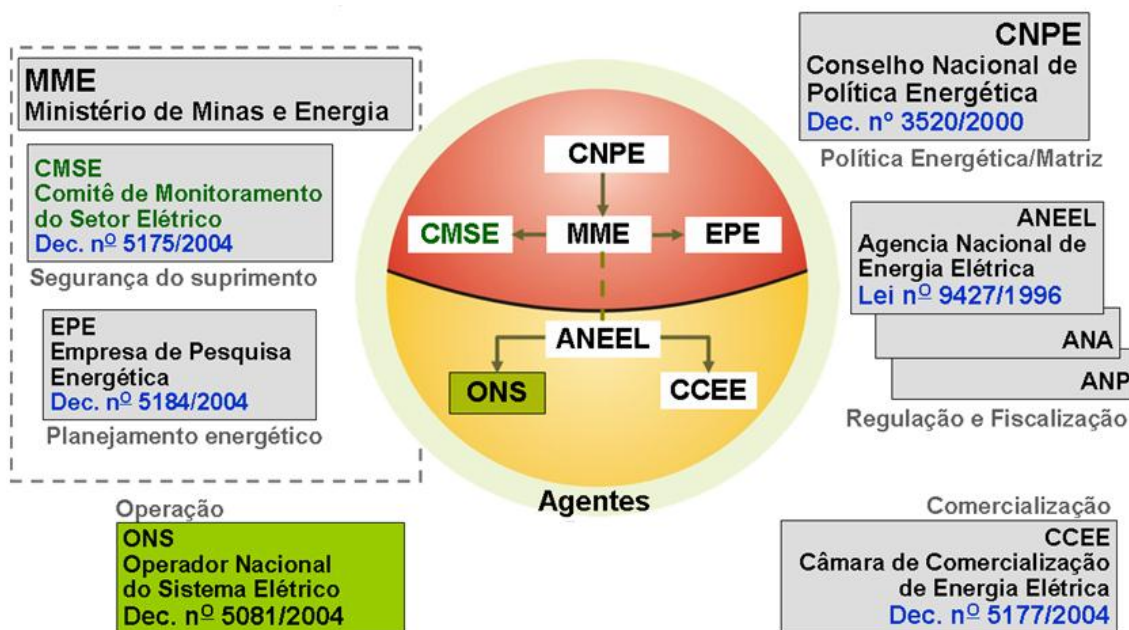


Figura 4.1: Estrutura Institucional do Sistema Elétrico Brasileiro [32].

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de

Geração, Comercializadores, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres.

O novo modelo do setor elétrico visa atingir três objetivos principais:

- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária;
- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento [31].

4.2. O Sistema Interligado Nacional Atual

O sistema de energia elétrica brasileiro tem dimensões continentais. O SIN atende cerca de 70% do território brasileiro com uma rede de transmissão, denominada Rede Básica, de cerca de 98.000 quilômetros de ramos, operando em diversos níveis de tensão (nas classes de 230, 345, 440, 500, 525 e 765 kV, em corrente alternada e 600 kV em corrente contínua).

Integram a Rede Básica do SIN as instalações de transmissão que atendam aos seguintes critérios: linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como suas respectivas conexões [33].

Por razões operacionais, o SIN é dividido em quatro regiões: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, sendo predominantemente hidrelétrico (mais de 70% dos quase 115.000MW de capacidade total instalada em 2011). Os subsistemas SE/CO e S foram interligados ao subsistema N em dezembro de 1998 por uma linha de transmissão em 500 kV, com a capacidade de transmissão de 1000 MW e com 1000 km de extensão. Esse sistema constitui o chamado Sistema Interligado Nacional (SIN). Os subsistemas do SIN são todos interligados entre si, de forma a aproveitar melhor a sazonalidade dos rios e de permutar os excedentes de energia elétrica durante o período das cheias em cada região [34]. A figura 4.2 mostra a distribuição percentual da carga de energia por cada subsistema.

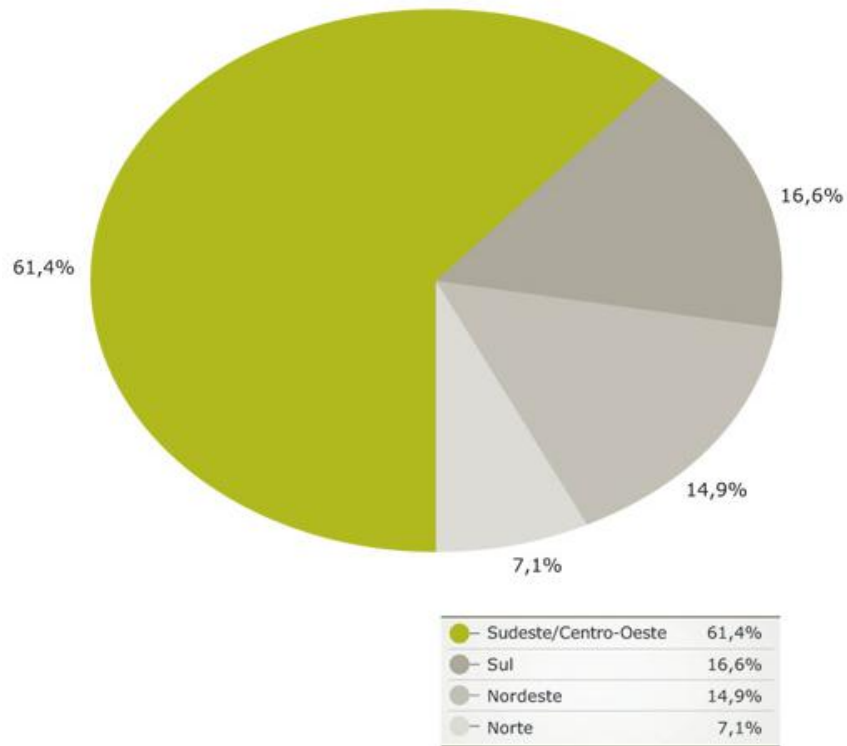


Figura 4.2: Distribuição percentual da carga de energia por subsistema [33].

Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica [33]. A figura 4.3 ilustra o Sistema Interligado Nacional.

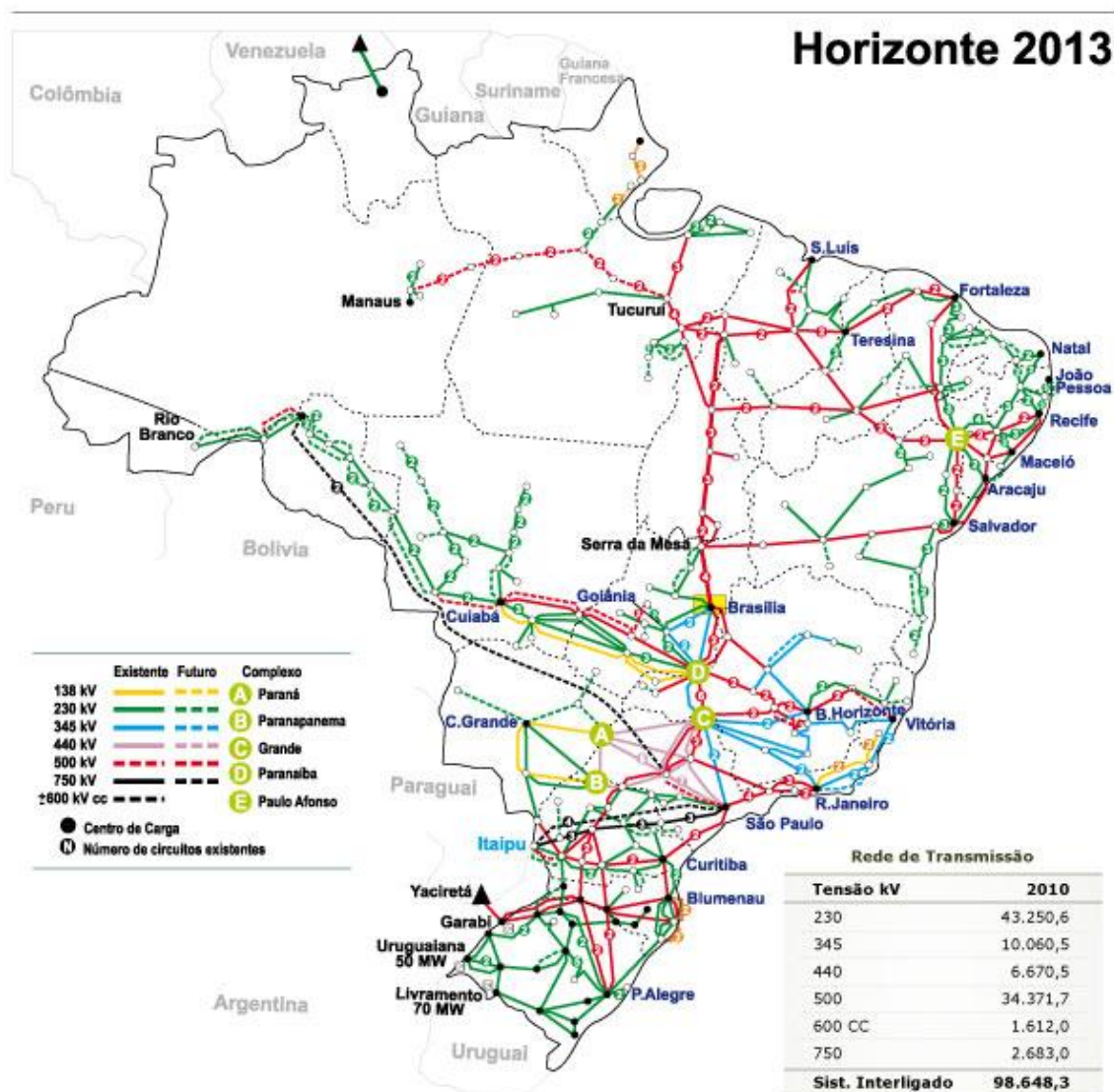


Figura 4.3: Representação do Sistema Interligado Nacional - Horizonte 2013 [35].

A capacidade instalada do SIN passa dos 114 GW, sendo 81,4 GW em usinas hidrelétricas e o restante em outras fontes de energia. O parque hidrelétrico é formado, em sua maioria, por usinas localizadas em cascata ao longo de doze principais bacias hidrográficas, muitas delas distantes dos principais centros de consumo, localizados nas regiões Sudeste e Sul do País.

Além disso, a energia disponível ao longo do ano é sazonal, variando significativamente do período úmido para o período seco, bem como de ano para ano decorrente de fenômenos meteorológicos como o El Niño [26]. Para se obter a capacidade de produção total disponível deve-se somar a esses valores a

disponibilidade de importação de 5,85 GW da Argentina e Paraguai, como mostrado na tabela 4.1.

Tabela 4.1: Capacidade instalada no SIN e contratos de importação em Julho de 2011 [36].

Fonte	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Disponível
Hidrelétrica	927	81.462	67,56%
Gás	137	13.193	10,94%
Biomassa	412	8.351	6,93%
Petróleo	902	6.675	5,54%
Nuclear	2	2.007	1,66%
Carvão Mineral	10	1.944	1,61%
Eólica	56	1.082	0,90%
Solar	6	5	< 0,01%
Importação Contratada*	-	5.850	4,85%
Capacidade Disponível	2.452	120.569	100%

* Paraguai + Venezuela

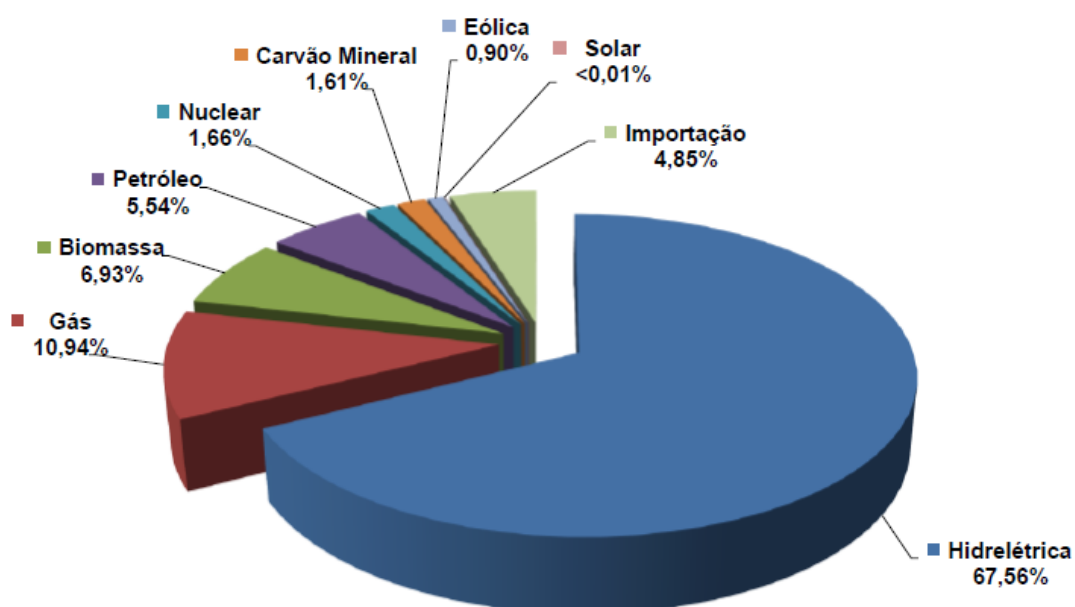


Figura 4.4: Gráfico em forma de pizza referente à tabela 4.1 [36].

A atuação conjunta do MME (Ministério de Minas e Energia), ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), EPE (Empresa de Pesquisa Energética) e Concessionários Transmissores tem resultado em significativa expansão da rede básica, permitindo atender o crescimento do mercado, aumentar a confiabilidade da operação do SIN e garantir o escoamento das usinas existentes e planejadas [37]. A figura 4.5 mostra esta evolução e a tabela 4.2 considera todas as linhas de transmissão existentes no Brasil e seu crescimento no ano de 2011.

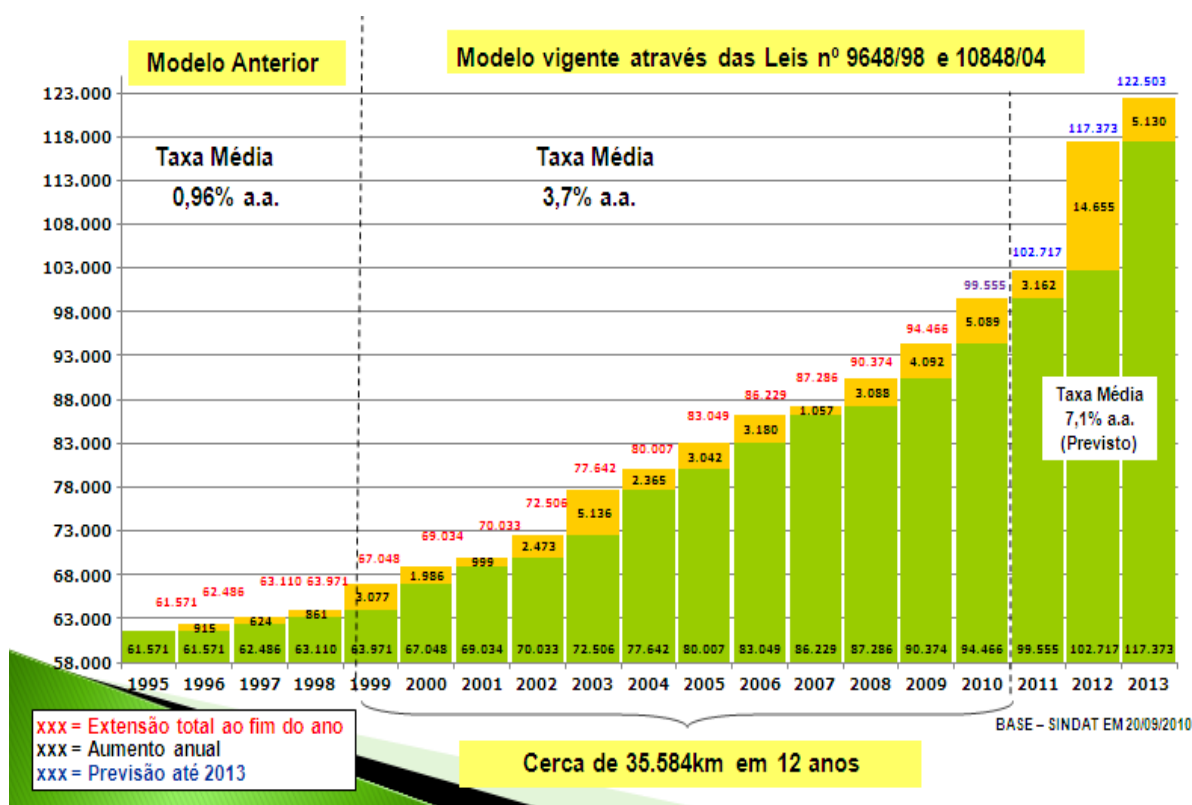


Figura 4.5: Evolução da Expansão da Transmissão [37].

Tabela 4.2: Linhas de transmissão do SIN e sua expansão até Julho de 2011 [36].

Tensão (kV)	Em Operação até 31/12/2010	Realizado em Julho/2011	Em Operação até 31/07/2011	Acréscimo no ano de 2011 (%)
230	43.735,1	0,0	44.895,9	2,65%
345	10.060,4	0,0	10.060,4	0,0%
440	6.670,5	0,0	6.677,5	0,10%
500	34.356,2	0,0	34.388,2	0,09%
600 (CC)	3.224,0	0,0	3.224,0	0,0%
750	2.683,0	0,0	2.683,0	0,0%
TOTAL	100.729,2	0,0	101.929,0	1,19%

** Considera todas as linhas de transmissão existentes no Brasil, inclusive 550,6 km nos sistemas isolados.

5. Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil, sem fins lucrativos, criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648/98, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/04 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/04.

O ONS é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Tem a missão de operar o Sistema Interligado Nacional de forma integrada, com transparência, equidade e neutralidade, de modo a garantir a segurança, a continuidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica no país.

Entretanto, o ONS não é proprietário dos ativos de transmissão. As empresas de transmissão delegam a este órgão o direito de comercialização dos serviços prestados pelas suas linhas, recebendo uma remuneração pela cessão de seus direitos. A comunicação entre o ONS e os agentes ocorre através dos Procedimentos de Rede.

Procedimento de rede é um conjunto de normas e requisitos técnicos que estabelecem as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se referem às atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do SIN. Esses documentos de caráter normativo são elaborados pelo ONS com a participação dos Agentes e homologados pela ANEEL. Eles definem os procedimentos e requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação da operação e operação em tempo real no âmbito do SIN. Todos os módulos dos Procedimentos de Rede estão disponíveis no site do ONS (www.ons.org.br), e seus principais objetivos são:

a) legitimar, garantir e demonstrar a Transparência, Integridade, Equanimidade, Reprodutibilidade e Excelência da operação do SIN;

b) estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que tange a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema;

c) especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), nos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) e nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST).

Dadas as peculiaridades e a dimensão do SIN, torna-se necessária a sua coordenação sistêmica, com vistas a assegurar ganhos sinérgicos para o conjunto da sociedade brasileira, ou seja: que a energia chegue a todos os consumidores com segurança, de forma contínua, com qualidade e a preços módicos. A operação feita pelo ONS tem por objetivo básico a gestão dos recursos energéticos. A partir dela, o ONS assegura o atendimento presente e futuro (segurança no suprimento) e busca a operação ao menor custo (otimização econômica), sempre fazendo uso de critérios técnicos descritos nos Procedimentos de Rede.

O Planejamento da Operação feito pelo ONS comporta estudos de médio prazo (horizonte de 5 anos), curto prazo (horizonte de até 12 meses) e curtíssimo prazo (horizonte de até 1 semana). Com relação ao médio prazo, o principal documento elaborado pelo ONS é o Planejamento da Operação Energética – PEN, cuja periodicidade é anual e que está sujeito a revisões quadrimestrais. O PEN fornece avaliações técnicas das condições de suprimento ao SIN, sob o enfoque energético.

No PEN, a sistemática de avaliação das condições de atendimento energética ao mercado considera diferentes cenários de referência: no horizonte de curto prazo, o foco é nos dois primeiros anos subsequentes, quando a oferta está definida por não ser viável a incorporação de novos empreendimentos e o atendimento depende, basicamente, dos níveis dos reservatórios; no horizonte de médio prazo, o foco é nos dois anos restantes, quando a expansão da geração e da transmissão é preponderante para aumentar a segurança do suprimento. Neste último caso a análise do ONS permite vislumbrar tomadas de decisão estratégicas pelas instâncias que definem a política energética brasileira, como, por exemplo, o Ministério de Minas e Energia – MME, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, vinculado à Presidência da República, e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

Com relação à transmissão, em 1995, a Lei 9.074 definiu que a concessão das instalações de transmissão da Rede Básica deveria ser realizada por meio de licitação, pelo conceito de livre acesso — segundo o qual todo agente tem o direito de se conectar e fazer uso da rede elétrica. E, em 1998, a Lei 9.648 estabeleceu que

a compra e venda de energia elétrica fosse contratada separadamente do acesso e do uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Com isto, a transmissão passou a ser um negócio, a partir do qual surgiu um conjunto de atividades — não previstas no modelo anterior — que passaram a ser necessárias para sua efetiva administração. Da parte do ONS, essas atividades são as seguintes: estabelecimento de um Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica – PAR; coordenação do acesso e conexão das novas instalações à Rede; administração dos contratos de transmissão; definição dos padrões de qualidade e dos requisitos mínimos para as novas instalações, além do acompanhamento da sua conformidade com as regras estabelecidas nos Procedimentos de Rede; contabilização mensal dos serviços e encargos de transmissão; e coordenação da emissão de faturas e recebimentos [33].

5.1. O Sistema de Supervisão e Controle do ONS

Para operar o SIN, o ONS conta com 5 Centros de Operação, que realizam, ininterruptamente, a coordenação, supervisão e controle de toda a rede de operação do SIN. São eles: o Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), em Brasília (DF); o Centro Regional de Operação Norte/Centro-Oeste (COSR-NCO), também em Brasília; o Centro Regional de Operação Nordeste (COSR-NE), em Recife (PE); o Centro Regional de Operação Sudeste (COSR-SE), no Rio de Janeiro (RJ); e o Centro Regional de Operação Sul (COSR-S), em Florianópolis (SC).

Os Centros do ONS controlam mais de 49 mil intervenções diárias no sistema; recebem, a cada 4 segundos, mais de 40 mil informações; gravam diariamente mais de 10 milhões de registros; têm à disposição 761 instruções de operação e 1040 diagramas atualizados. Os centros de operação dos agentes se reportam aos Centros Regionais do ONS, que por sua vez se reportam ao Centro Nacional de Operação.

Com visão abrangente de todo o SIN, e com base nas informações fornecidas pelos Centros do ONS e pelos Agentes, o CNOS toma as decisões necessárias para que o suprimento energético em todo o país se dê de forma contínua, com segurança, qualidade e economicidade. As salas de controle dos Centros do ONS trabalham 24 horas por dia.

Os centros de controle regionais e centrais do ONS não têm controle direto dos equipamentos das Concessionárias (disjuntores, chaves, etc.), com exceção de geradores sob o Controle de Geração Automática (CAG), que são controlados diretamente pelo centro de controle regional do ONS, através do sistema EMS/SCADA. No momento, todas as outras ações de controle são exercidas pela Concessionária por solicitação ou instrução por telefone do centro de controle regional do ONS. O CNOS interage com a Concessionária através do operador do centro de controle regional para a maioria das operações. Os agentes são obrigados por lei a obedecer às solicitações do ONS. A figura 4.6 mostra a divisão dos centros de controle do ONS.

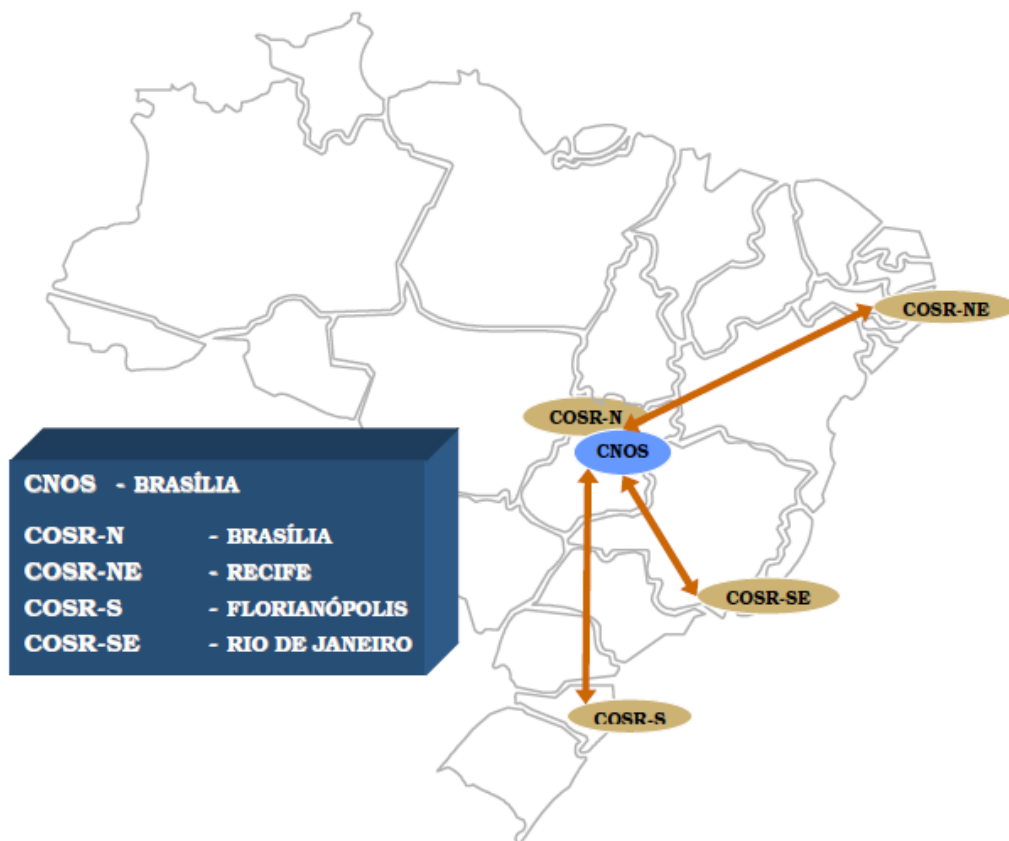


Figura 4.6: Centro de Controle Nacional do ONS (CNOS) e os Centros de Controle Regionais (COSR) [38].

Cada centro de controle do ONS possui cinco grupos:

- Um grupo de operação em tempo real.
- Um grupo de pré-operação que é responsável pelo cronograma diário e programação para os próximos dias para a operação em tempo real.
- Um grupo de pós-operação que é responsável pela análise da operação, pelos cálculos de indicadores de performances, pela estatística das operações, e por fornecer realimentação aos grupos de pré-operação e de operação em tempo real.
- Um grupo de normalização que traduz os principais procedimentos de operação e estudos de planejamento do ONS em instruções de operação que são seguidos pelos operadores do sistema durante as operações de tempo real.
- Um grupo responsável pela infra-estrutura do centro de controle do ONS.

Sendo que o COSR-S e o COSR-NE ainda possuem um sexto grupo de estudo e planejamento do sistema que faz estudos de suporte ao grupo de operação em tempo real.

O relacionamento entre os grupo pode ser visto no diagrama da figura 4.7.

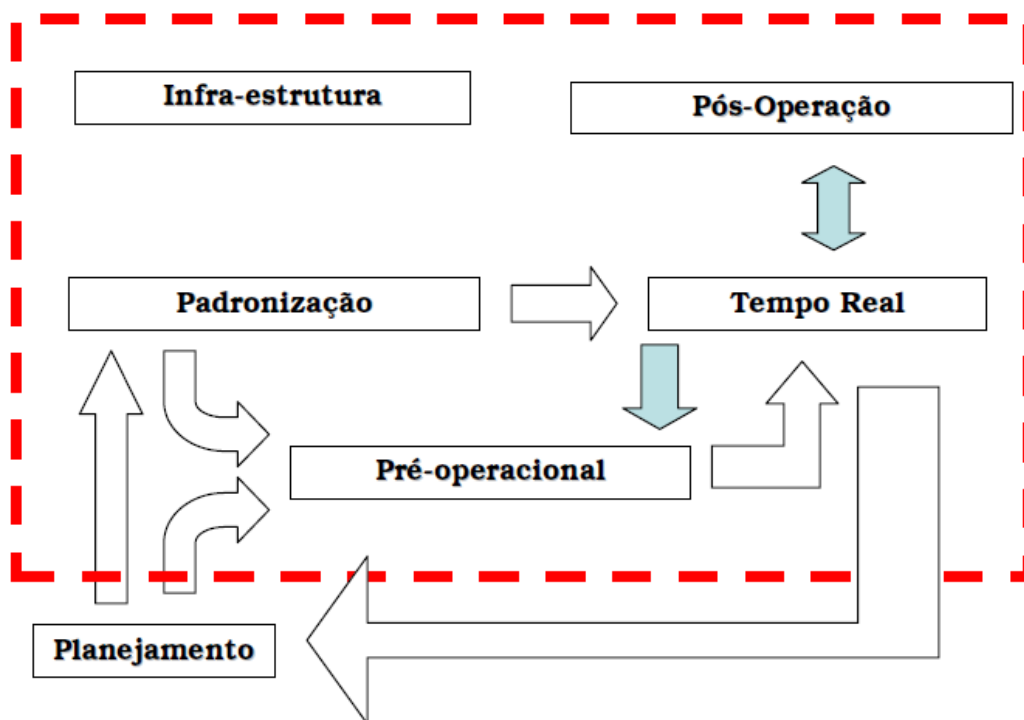


Figura 4.7: Diagrama do relacionamento entre grupos dos Centros de Controle do ONS [38].

A operação do sistema elétrico em tempo real é auxiliada por todo um sistema complexo de hardware e software que permite aos operadores conhecer o estado do sistema elétrico e atuar sobre ele. As principais tarefas das operações de tempo real do sistema são:

- controle de reserva operacional;
- interrupções de equipamento / controle de manutenção;
- coordenação de reservatório / controle de inundação;
- controle de geração;
- CAG (Controle Automático de Geração) – controle de frequência;
- coordenação dos processos de restauração/reconfiguração da Rede;
- controle da transferência de energia entre regiões/ sub-mercados e
- manutenção do perfil de tensão.

A principal ferramenta utilizada pelo operador do sistema e pelo engenheiro de plantão é o sistema EMS/SCADA.

5.2. Sistema EMS/SCADA

Os Sistemas de Gerenciamento de Energia (EMS, do inglês Energy Management System) são sistemas computacionais que detem uma série de ferramentas utilizadas pelos operadores dos Centros de Controle para monitorar, controlar e otimizar o desempenho da geração e/ou sistema de transmissão com a finalidade de melhorar a qualidade da operação do sistema elétrico. As funções de análise de rede, armazenamento de dados em históricos e tratamento inteligente de alarmes são algumas destas ferramentas.

As funções de análise de rede permitem ao operador obter uma informação mais precisa sobre o estado atual de operação do sistema elétrico e possíveis ações de controle a serem tomadas para manter o sistema operando sem violações de restrições operativas.

O armazenamento de dados em históricos permite a análise de dados passados, não só para a equipe de operação em tempo real, mas para outros órgãos da empresa. Os dados podem ser explorados para diversos fins, como gerar relatórios

de operação, estatísticas de número de operações em equipamentos, relatórios de violações de tensão ou carregamento e gráficos de evolução da carga ao longo do dia.

O tratamento de alarmes garante ao operador auxílio no diagnóstico de ocorrências do sistema [39].

A função de monitoramento é feita através do SCADA (do inglês, Supervisory Control and Data Acquisition) que são sistemas que utilizam software para monitorar e supervisionar as variáveis e os dispositivos de sistemas de controle conectados através de drivers específicos. Do sistema de medição no campo é possível enviar dados de grandezas elétricas em tempo real para os centros de controle, tais como: tensão em barramentos; fluxo de potência ativa e reativa em linhas e transformadores; posição de tap de transformador; frequência nas máquinas do sistema [39]. Os dados lógicos, como o estado de chaves, disjuntores e relés de proteção, também podem ser enviadas pelo mesmo sistema.

Fabricantes de EMS também fornecem um simulador de treinamento. Esta tecnologia relacionada faz uso de componentes de sistemas SCADA e EMS como uma ferramenta de treinamento para os operadores dos centros de controle.

A figura 4.8 ilustra a arquitetura geral atual do sistema EMS/SCADA do ONS.

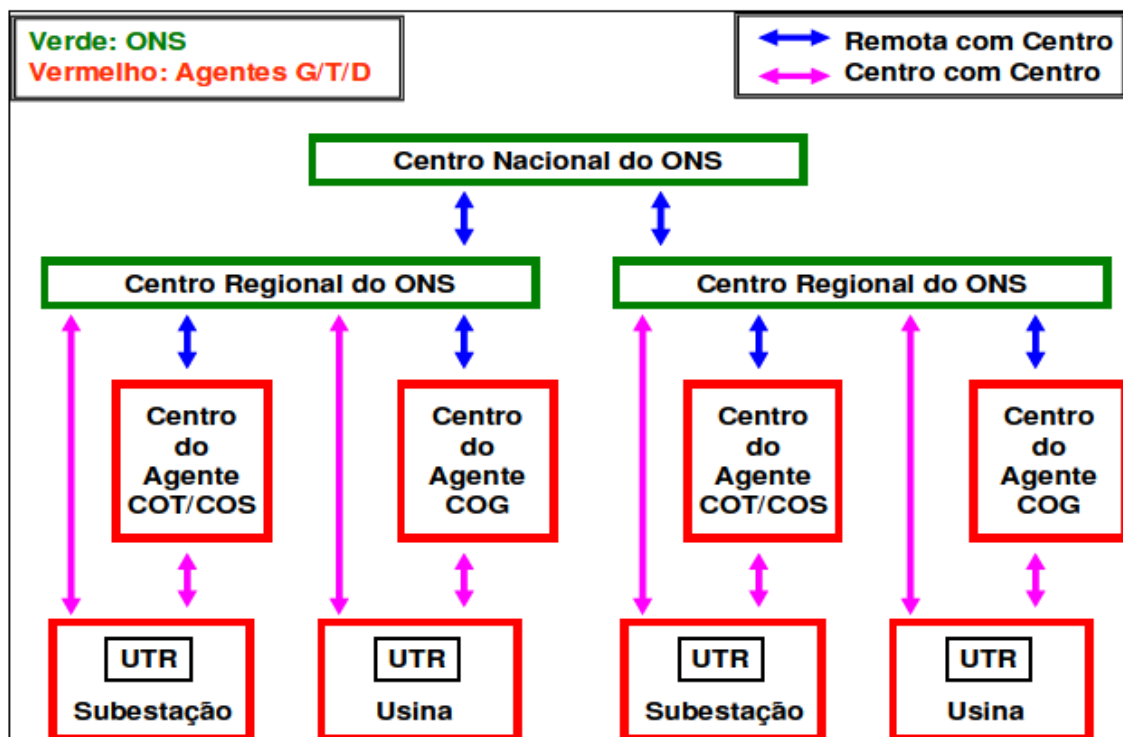


Figura 4.8: Arquitetura atual do sistema EMS/SCADA do ONS [38].

Os dados das Unidades Terminais Remotas (UTR) são enviados para os Centros Regionais do ONS ou para os centros de operação dos Agentes (Geração, Transmissão ou Distribuição). É uma tarefa do Centro Regional do ONS concentrar todas as informações de suas respectivas áreas de controle e as enviar ao Centro Nacional do ONS (CNOS), que por sua vez, é responsável por reenviar os dados de um Centro Regional para os outros Centros Regionais.

Os dados vindos do sistema de telemedição são então apresentados aos operadores em telas de computadores em desenhos unifilares das subestações, gráficos ou tabulares. O sistema SCADA também permite que o operador atue no sistema através de telecomandos, abrindo ou fechando chaves e disjuntores, alterando posição de tap de transformador, setpoints de geração, etc. O mesmo sistema de comunicação que provê a aquisição de dados no campo também provê o tráfego de um sinal de controle gerado pelo SCADA a pedido do operador.

O sistema SCADA também é responsável por gerar alarmes para o operador de acordo com os eventos ocorridos no sistema elétrico. Cada mudança de estado de chave ou disjuntor é incluída em uma lista de alarmes, assim como a mudança de posição de tap de transformador ou qualquer outro controle, violação de limites operativos e atuação de relés de proteção. O operador deve poder tomar conhecimento de eventuais mudanças no estado do sistema seja por uma condição da evolução dinâmica do sistema, seja por eventuais ações tomadas por outros operadores [39].

É importante ressaltar que os sistemas SCADA/EMS oferecem funções que necessitam alta disponibilidade. Não é aceitável em um centro de controle que o operador fique sem informação sobre o que está acontecendo no sistema ou fique sem poder atuar sobre ele.

Muitas subestações são completamente desassistidas, não tendo nenhum operador no local. Por isso, os sistemas SCADA/EMS têm todo um suporte computacional para funcionar mesmo quando há falhas em equipamentos. O requisito mínimo de disponibilidade é de 99,98%, o que equivale a aproximadamente 3 horas por ano [39].

O CNOS atualmente utiliza o Sistema SAGE desenvolvido e mantido pelo Centro Brasileiro de Pesquisa em Energia Elétrica – CEPEL. O sistema SAGE é um Sistema de Gerenciamento de Energia (EMS, do inglês Energy Management System) com Configurator de Redes, Estimador Topológico, Estimador de Estado,

Monitoramento de Reserva Operativa em Tempo-Real, Análise de Contingência, Fluxo de Potência Ótimo e Simulador de Treinamento de Operadores – STO.

O sistema funciona com uma base de dados que é distribuída entre os servidores que são conectados a rede de tempo real, de forma que a perda de um servidor não cause perda de dados. O sistema simplesmente detecta a perda de um servidor e reinicia os programas das aplicações em outro servidor, do ponto onde ele parou, utilizando os dados dinâmicos que estão espalhados pela base de dados de tempo real.

Nos Centros de Controle Regionais do sul (COSR-S), do norte (COSR-N) e do nordeste (COSR-NE), é usado o sistema EMP (Energy Manegement Plataform) desenvolvido e mantido pela AREVA. O Centro de Controle Regional do sudeste (COSR-SE) atualmente usa o sistema SOL (Servidor de Objetos Locais) herdado de FURNAS.

O modelo topológico usado pelo Centro de Controle Nacional contém a rede completa de todas as regiões, enquanto o modelo usado em cada Centro de Controle Regional enfoca na rede que pertence àquela região. Consequentemente, o modelo nas regiões é menor e representa os outros modelos regionais em termos de equivalentes de rede, que são atualizadas através do uso de análise de sensibilidade.

Num futuro próximo, todos os Centros de Controle migrarão e passarão a usar o mesmo Sistema de Gerenciamento de Energia, chamado REGER. Isto iria, porém, aumentar a carga da comunicação de dados, já que status e informações analógicas devem estar, em cada região, disponíveis para todas as outras regiões, enquanto todos os dados devem passar através do CNOS.

5.3. O Estimador de Estado

A avaliação da segurança da operação de sistemas de potência é feita basicamente a partir da execução de duas funções básicas: a Monitoração da Segurança e a Análise de Segurança. O desempenho destas funções depende da disponibilidade de informações confiáveis a respeito do ponto de operação atual da rede elétrica, em outras palavras, é muito importante a disponibilidade de

instrumentos para realizar a modelagem em tempo real do sistema elétrico. Este é o objetivo da Estimção de Estado em Sistemas de Potência.

O Estimador de Estado permite que o operador acompanhe as condições de operação do sistema a partir de dados objetivos, coletados em tempo real. Além disso, propicia a depuração destes dados, através da detecção e identificação de erros grosseiros, e pode ser dotado de ferramentas de análise de observabilidade e criticidade para avaliar a qualidade do plano de medição utilizado. Por este motivo, a Estimção de Estados é considerada a ferramenta básica de apoio ao Operador Nacional do Sistema Elétrico.

O Estimador de Estado consiste em um conjunto de algoritmos para processar telemidas realizadas em diversos pontos espalhados por toda a rede elétrica. As entradas de um estimador de estados são as medições disponíveis no centro de controle, como potências ativas e reativas injetadas nos barramentos, fluxos de potências ativas e reativas nas linhas e magnitude de tensão nas barras. Estas medidas, por vezes, são ruidosas. As saídas são os valores estimados das variáveis de estado (tensões complexas nas barras e taps de transformadores).

O estimador é projetado para calcular as tensões e respectivos ângulos de fase, por meio de um conjunto de medidas não exatas, considerando que existem erros nas quantidades medidas e que pode haver medições redundantes. Por isso, o resultado obtido para as variáveis de estado não será exato, dessa forma, a solução é encontrar a melhor estimativa. O método mais utilizado é o Mínimos Quadrados Ponderados (WLS, do inglês Weighted Least Squares), vide anexo A [40].

Na monitoração de um sistema são encontrados erros de medição, que estão associados, sobretudo, à imprecisão dos equipamentos de medição e falhas na transmissão dos dados. Se os erros são pequenos, podem não ser detectados e causar má interpretação dos resultados. Erros grosseiros causam inutilidade dos dados medidos. Além disso, às vezes o sistema experimenta períodos em que ocorrem falhas na telemetria, perdendo informações sobre áreas inteiras.

O problema da monitoração dos fluxos de potência e tensões em sistemas de potência é muito importante na manutenção da segurança do sistema. Pela simples verificação de cada valor medido com seu limite, os operadores podem saber onde existe problema no sistema e espera-se que eles tomem as ações corretivas para aliviar linhas sobrecarregadas e/ou tensões fora dos limites [41].

Algumas informações sobre o Estimador de Estado do ONS estão apresentadas a seguir:

- O Estimador de Estado é executado a cada 20 segundos no CNOS e a cada 1 minuto nos Centros de Controle Regionais ou em casos de mudanças de status de disjuntores ou de chaves;

- O Estimador de Estado do CNOS demora aproximadamente 7 segundos para completar a execução, enquanto nos Centros Regionais a demora é de aproximadamente 2 segundos;

- O Estimador de Estado tanto do CNOS quanto dos Centros Regionais convergem em aproximadamente 99,5% das execuções. Acredita-se que sinalizações incorretas de status de chaves e de disjuntores sejam as principais causas da não convergência;

- Os modelos de rede usados pelo Estimador de Estado são atualizados uma vez por mês no CNOS e diariamente nos Centros Regionais.

- De todos os pontos de status, aproximadamente 89% são telemedidos no modelo de rede de tempo real do CNOS;

O modo de estudo do sistema EMS/SCADA permite que os operadores de sistema de tempo real conduzam simulações de operações de tempo real a partir dos casos salvos. No entanto, a granularidade (extensão à qual um sistema é dividido) destes dados é insuficiente para se analisar períodos de tempo entre quaisquer dois casos [38].

6. Avaliação do SMFS na Estimação de Estado

As duas suposições básicas de sistemas EMS/SCADA para o bom funcionamento do Estimador de Estado são:

- O sistema elétrico trifásico de corrente alternada é sempre perfeitamente equilibrado;
- Não há nenhuma modificação no sistema elétrico de potência durante o intervalo de duas execuções do estimador de estados.

Entretanto, um sistema elétrico de potência trifásico está sempre se modificando e, por conseguinte, as magnitudes das tensões e correntes de fase não são as mesmas entre as fases. A utilização da tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada removeria a necessidade dessas duas suposições e ajudaria a aumentar o desempenho da Estimação de Estado. Além disso, como as ferramentas de Análise de Contingência on-line, incluindo Avaliação de Estabilidade Transitória (TSA) e Avaliação de Estabilidade de Tensão (VSA) utilizam os resultados de saída da Estimação de Estado como seus dados de entrada, as melhoras de precisão no Estimador de Estado se traduziriam diretamente em melhores resultados na detecção de dados com erro, na identificação de parâmetros e na determinação de topologia [42].

Na investigação do impacto que a tecnologia de medição fasorial sincronizada causaria no desempenho do Estimador de Estado, quatro áreas foram analisadas: precisão, execução, robustez e integralidade, e cada área busca avaliar definidos indicadores de desempenho, conforme a figura 6.1.

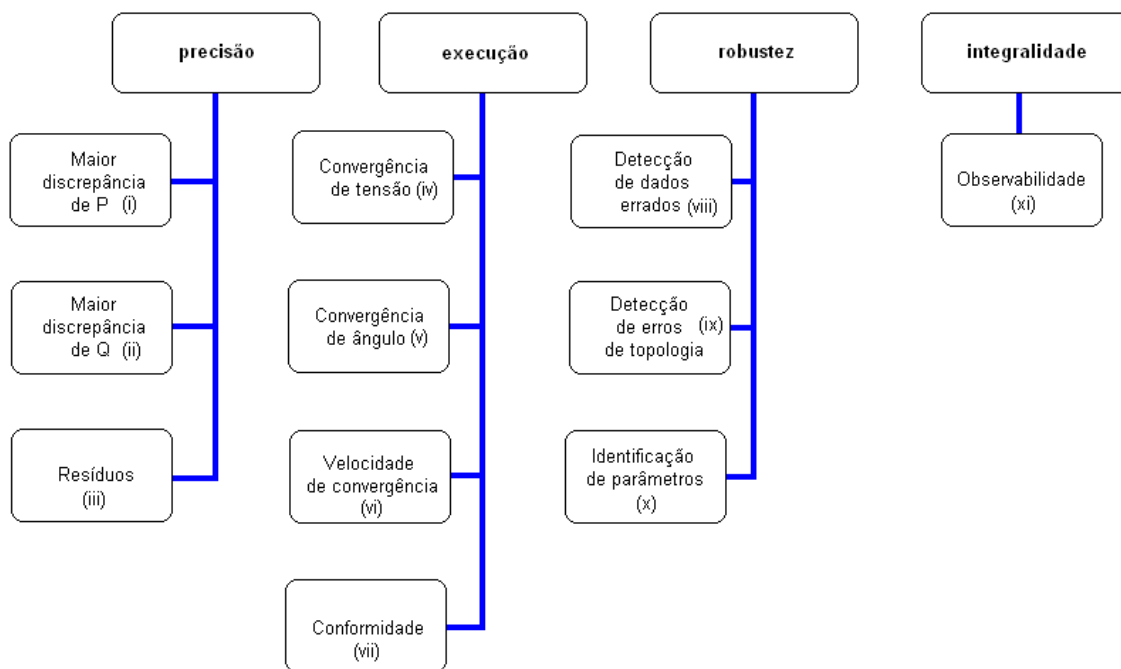


Figura 6.1: Diagrama de indicadores de desempenho

A precisão avalia as maiores discrepâncias de potência ativa e reativa e os resíduos entre as medições físicas e sua correspondente calculada. A execução avalia a convergência do sistema, seja ela baseada em valor objetivo, tensão ou ângulo, como também a velocidade de convergência e a sua conformidade. Por sua vez, a robustez está ligada a detecção de dados errados, erros de topologia e identificação de parâmetros. A integralidade preocupa-se basicamente com a observabilidade.

6.1. Descrição dos Indicadores de Desempenho

Este sub-capítulo é dedicado a uma descrição sumária dos indicadores de desempenho apresentados na figura 6.1.

i) Maior Discrepância de P (Potência Ativa): Este indicador é definido como a maior discrepância obtida em MW em todas as barras [42]. A discrepância em cada barra é a soma algébrica dos MW que entram e saem da barra. Idealmente, esta soma deve ser zero.

O processo deste indicador é feito, basicamente, em duas etapas.

Etapa 1: Calcula-se a soma algébrica de todos os fluxos em MW que entram e saem de cada barra pertencente a um certo conjunto de barras de uma região do SIN.

Etapa 2: O máximo valor absoluto de todos os números encontrados na etapa 1 é denominado “Maior Discrepância de P”. Em seguida, registra-se este valor e a barra associada.

Estas etapas são feitas após cada rodada do Estimador de Estado . Por exemplo, se um Estimador de Estados é rodado a cada 20 segundos, então um registro de “Maior Discrepância de P” é obtido a cada 20 segundos [42].

Existem outras alternativas para a etapa 2, visando obter vários valores ao invés de um único máximo. Por exemplo, pode-se definir um limite máximo para discrepância de P e ao invés de registrar um valor máximo, registra-se todos os valores da etapa 1 que excedem este limite definido anteriormente.

ii) Maior Discrepância de Q (Potência Reativa): Este indicador é definido como a maior discrepância obtida em Mvar em todas as barras [42]. A discrepância em cada barra é a soma algébrica dos Mvar que entram e saem da barra. Idealmente, esta soma deve ser zero.

O processo deste indicador é semelhante ao descrito no item “i”. Alterando-se, naturalmente, o MW por Mvar.

iii) Resíduos: O resíduo é a diferença entre a medição física e sua quantidade equivalente calculada como base na solução do Estimador de Estado.

Este indicador é prontamente disponível a cada rodada da estimação de estado.

iv) Convergência Baseada na Tensão: Este indicador é definido como a maior alteração nos valores de tensão, relativa à interação imediatamente anterior.

Este indicador é disponível ao final de cada rodada do Estimador de Estado.

v) Convergência Baseada no Ângulo: Este indicador é definido como a maior alteração nos valores dos ângulos de tensão nas barras, relativa à interação imediatamente anterior.

Este indicador é disponível ao final de cada rodada do Estimador de Estado.

vi) Velocidade de Convergência: Este indicador pode ser dividido em três.

Um indicador para produzir o tempo despendido pelo Estimador de Estado para produzir uma solução. Outro para observar a natureza do término da solução, ou seja, se o término foi concluído normalmente ou se o término ocorreu porque o número máximo de interações foi excedido. E ainda um terceiro indicador que registra o número de interações gasto pelo Estimador de Estado para produzir uma solução.

Os três indicadores relacionados à Velocidade de Convergência estão disponíveis em cada rodada do Estimador de Estado.

É importante ressaltar que o primeiro indicador relacionado à Velocidade de Convergência, ou seja, o Tempo de Execução, às vezes pode ser de difícil interpretação, a menos que o mesmo computador seja dedicado exclusivamente ao Estimador de Estado.

vii) Conformidade: Este indicador é definido como a estatística associada a qualquer combinação dos indicadores de Maior Discrepância P, Maior Discrepância Q, Convergência Baseada na Tensão e Convergência Baseada no Ângulo. E caso todos estes indicadores estejam “aprovados”, o Estimador de Estado é considerado “aceitável”.

Ao fim de cada rodada do Estimador de Estado, a solução é considerada aceitável ou não.

viii) Detecção de Dados Errados: Este indicador é definido como a porcentagem de casos em que o Estimador de Estado detecta, corretamente, medições erradas.

Normalmente, o Estimador de Estado executa um teste (“chi-square” – teste estatístico representando a soma do quadrado da diferença entre os valores observados e os valores esperados, dividido pelos valores esperados) com os Resíduos.

Este indicador é computado após cada rodada do Estimador de Estado.

ix) Detecção de Erros de Topologia: Este indicador é definido como a porcentagem de casos em que o Estimador de Estado detecta, corretamente, erros topológicos, isto é, representação incorreta de chaveamento.

Esta informação sai do Estimador de Topologia, que é um pacote separado do Estimador de Estado. Um algoritmo de estimação de topologia produz uma lista de posições de chaves incorretas (aberta/fechada). A detecção é marcada como “1” se a lista não estiver vazia, e “0” se nenhum conjunto incorreto é identificado [42].

x) Identificação de Parâmetros: Este indicador mede a capacidade do Estimador de Estado de identificar valores errados de impedâncias e de carregamento de linhas de transmissão.

Este indicador é recomendado para linhas de transmissão que possuem Unidade de Medição Fasorial (UMF) nas duas extremidades, para que os parâmetros possam ser estimados diretamente.

A identificação de parâmetros é executada ocasionalmente, uma vez que impedâncias de linhas de transmissão não mudam tão frequentemente.

xi) Observabilidade: Este indicador é definido como o número de barramentos em operação que não são observáveis.

Um barramento é considerado observável se as variáveis de estado deste (módulos e ângulos das tensões) podem ser determinadas através do processamento de medidas (injeções de potência ativa e reativa nas barras, fluxo de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão e módulos de tensão) pelo Estimador de Estado.

A observabilidade não é um indicador estático. A perda de dados pode resultar em mais barras não-observáveis, pelo menos temporariamente. A colocação de sensores (UMF ou não) deve prover a redundância suficiente para garantir um nível

desejado de observabilidade. Assim, este indicador pode ser usado para avaliar se a colocação dos sensores foi adequada [42].

6.2. Implantação das Medições Fasoriais no Estimador de Estado

Os indicadores de desempenho descritos anteriormente e apresentados na figura 6.1 têm como objetivo principal determinar a extensão das melhorias (se houver) em comparação com a forma existente. Diferentes abordagens podem ser usadas para determinar a melhoria de desempenho do Estimador de Estado turbinado com a tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada.

As medições fasoriais de tensão de barramento podem facilmente ser incluídas como magnitudes de tensão de barramento e como ângulos de tensão de barramento, mas, a adição de medidas fasoriais de corrente ao Estimador de Estado não é tão direta, já que o cálculo das derivadas parciais das magnitudes das correntes para variáveis de estado (magnitudes e ângulos de fase de tensão) requer que as derivadas parciais das partes reais e imaginárias do fasor de corrente sejam calculadas.

Este capítulo aborda a implantação do SMFS no Estimador de Estado do ONS a partir de um relatório produzido pela Kema em 2007 [43]. Este relatório abordou três diferentes abordagens para a implantação das medições fasoriais no Estimador de Estado.

- ***Implantação Completa;***
- ***Implantação Sequencial;***
- ***Implantação por Conversão.***

Os próximos subcapítulos resumem as três formas de implantação apresentadas.

6.2.1. Implantação Completa

A Implantação Completa consiste na implantação das medições fasoriais de tensão de barramento e de corrente de linha como tipos de medições adicionais no Estimador de Estado atual, simultaneamente com outras medições como potências ativa e reativa e tap de transformadores. As medidas fasoriais são processadas na forma polar ou na forma retangular, dependendo do fabricante do EMS.

Caso as medidas fasoriais necessitem de conversão de polar para retangular para serem processadas pelo Estimador de Estado, tanto a conversão das medições fasoriais de corrente em medições de correntes reais e imaginárias (polar \rightarrow retangular) para a entrada do Estimador de Estado, assim como a conversão de volta para quantidades fasoriais (retangular \rightarrow polar) ocorre dentro do núcleo de solução do Estimador de Estado. Portanto, o operador visualizará na entrada e na saída apenas grandezas fasoriais, que são mais familiares.

Em se tratando da observabilidade do Sistema é improvável que seja necessário fazer modificações significativas, porque os algoritmos de análise de observabilidade não se baseiam em medidas fasoriais, mas em medidas de potência ativa, reativa e módulo de tensão.

Algumas adaptações ao processo de topologia devem ser feitas no Estimador de Estado para que este possa suportar as medições fasoriais de tensão e corrente, por exemplo, atribuir medições de ângulo de tensão e de corrente para barramentos e derivações e também incluí-los nos testes de consistência.

Pode ser conveniente definir novos tipos de medição para os fasores de tensão e de corrente no banco de dados do sistema SCADA e do banco de dados da rede.

6.2.2. Implantação Sequencial

A Implantação Sequencial sugere a utilização de um Estimador de Estado Linear como um pós processador ao Estimador de Estado existente, usando como entrada as medições fasoriais de tensão e corrente, adicionadas às pseudo medições de fasores de tensão de barra, estimadas a partir da solução do Estimador de Estado atual.

Este tipo de abordagem de implantação das medidas fasoriais dispensa qualquer modificação no Estimador de Estado atual, já que apenas as medidas ditas “tradicionais” seriam processadas nele, enquanto as medidas fasoriais seriam processadas num passo seguinte, chamado de Estimador de Estado Linear.

Pode-se separar este processo em duas etapas. A primeira viria da solução dada pelo Estimador de Estado já existente utilizando as seguintes medições tradicionais:

- magnitude de tensão de barramento;
- injeção de potência ativa e reativa no barramento;
- fluxo de potência ativa e reativa nas linhas e derivações;
- magnitude de corrente.

A segunda etapa viria em sequência e seria dada pela solução do Estimador de Estado Linear cujas entradas seriam as seguintes:

- medições fasoriais das tensões de barramentos;
- medições fasoriais das correntes de linhas;
- pseudo medições fasoriais das tensões de barramentos estimadas na etapa 1.

Utilizando-se uma formulação retangular, as correntes são uma função linear das tensões de barramento nos terminais das respectivas derivações [43]. Esta função é dada pela equação de admitância de barramento para a derivação, conforme mostram as equações abaixo:

$$z_V = I \cdot x \quad (6.1)$$

$$z_I = Y \cdot x \quad (6.2)$$

onde:

$z_v \rightarrow$ conjunto de medições fasoriais de tensão na forma retangular.

$z_i \rightarrow$ conjunto de medições fasoriais de corrente na forma retangular.

$I \rightarrow$ matriz identidade.

$Y \rightarrow$ matriz contendo os elementos matriciais de admitância de barramentos associados às derivações que tem medições fasoriais de corrente.

$x \rightarrow$ vetor das variáveis de estado.

O Estimador de Estado Linear utiliza o método dos Mínimos Quadrados Ponderados (vide anexo A) e obtém uma solução dada por:

$$A^T(x)W^{-1}(z - a(x)) = A^T(x)W^{-1}A \Delta x \quad (6.3)$$

onde A e a são independentes do estado, consistindo apenas de números “1” e de elementos da matriz de admitância de barramento. W contém duas submatrizes, uma é a de covariância do erro para as partes reais e imaginárias das medições fasoriais de tensão e a outra é a matriz de covariância do erro para as partes reais e imaginárias das medições fasoriais de corrente [43].

Do ponto de vista de software, o projeto do Estimador de Estado Linear segue aproximadamente o mesmo projeto e adaptações apresentadas para o Estimador de Estado atual, no tópico 6.2.1.

Em [44] o Estimador de Estado Linear Sequencial pode ser visto mais detalhadamente.

6.2.3. Implantação por Conversão

A Implantação por Conversão torna-se a abordagem mais simples porque esta alternativa implica em converter as medidas fasoriais de correntes de linha em medidas de fluxo de potência ativa e reativa, que são tratados como medições tradicionais no Estimador de Estado existente. Esta conversão pode ser feita em três

lugares: no Concentrador de Dados Fasoriais (CDF), no SCADA ou no Sistema de Análise de Rede.

A conversão no CDF é a abordagem mais direta porque é feita fora do Sistema de Gerenciamento de Energia e nenhuma adaptação será necessária ao Sistema SCADA ou ao Sistema de Análise de Rede.

Para a conversão no SCADA, seria preciso utilizar uma função de calculador de dados que pode ser aplicada a um ou a múltiplos valores telemedidos. O calculador de dados é uma ferramenta presente em todos os sistemas SCADA e pode ser configurado para calcular fluxos de derivação em MW e Mvar utilizando fasores de corrente de linha e de tensão de barramento como entrada.

A conversão de fasores no Sistema de Análise de Rede é a abordagem menos recomendada, já que exigirá adaptações nos bancos de dados e nas telas do EMS, além do desenvolvimento de um software para executar os cálculos necessários.

6.3. Avaliação das Alternativas de Implantação das Medições Fasoriais

Esta seção visa avaliar as três alternativas de implantação das medições fasoriais no Estimador de Estado. Para isto foram usados alguns aspectos funcionais mais importantes, segundo a Kema [43].

i) Convergência:

Tanto na Implantação Completa quanto na Implantação por Conversão, novas medições são adicionadas à formulação do Estimador de Estado aumentando o índice de convergência, principalmente quando são instaladas UMFs em barramentos que anteriormente não eram observáveis. Entretanto, é necessário tomar cuidado na Implantação por Conversão porque caso haja medições fasoriais de tensão ruins em uma barra, esse erro geraria medições ruins de fluxo calculado por todas as derivações ligadas a esta barra, comprometendo a convergência.

Na Implantação Sequencial pode haver uma pequena melhora na convergência com uso das medições de magnitudes de tensão vindas das UMFs. Depende da quantidade de UMFs e se elas estão localizadas junto às barras que possuíam convergência fraca.

ii) Observabilidade:

Nas Implantações Completa e por Convergência, à medida que UMFs são instaladas em barramentos até então não-observáveis, mais medições são adicionadas à formulação do Estimador de Estados e conseqüentemente a observabilidade melhora.

Na Implantação Sequencial a observabilidade será estendida se houver UMFs instaladas em barras que anteriormente não eram observáveis. A observabilidade será estendida somente se a etapa 1 convergir.

iii) Precisão:

A melhoria na precisão será aproximadamente a mesma nas três alternativas.

iv) Detecção e Identificação de Anomalias:

A adição de medições à formulação do Estimador de Estado existente aumenta a redundância, e conseqüentemente, melhora a capacidade de detectar e identificar medições ruins.

Na Implantação por Conversão, caso haja uma medição fasorial ruim de tensão de barramento, esta afetaria todos os fluxos calculados nas derivações desta barra. Isto pode dificultar seriamente a capacidade de detectar as anomalias.

v) Tempo de Solução:

Na implantação Completa e na Implantação por Conversão a adição de mais medidas não afetará o tempo de solução.

Na implantação Sequencial, ao acrescentarmos a etapa 2 no processo de estimação, o tempo de solução pode até dobrar, porque a etapa 2 envolve cálculos matriciais semelhantes aos da etapa 1.

vi) Esforço e Custos Estimados de Implantação:

Para a Implantação Completa, desenvolvimentos de softwares e processos de testes significativos seriam necessários no núcleo de solução do Estimador de Estado atual. Mudanças na busca topológica também seriam necessárias para determinação das barras observáveis, já que toda barra com uma UMF com medições fasoriais válidas seria observável, e toda barra conectada a esta também seria observável, portanto a lógica para determinar a observabilidade torna-se mais complexa.

Para a Implantação Sequencial, há um esforço no desenvolvimento de software tão grande quanto na Implantação Completa ou até maior, porque além de ter que se desenvolver um Estimador de Estado Linear novo, a integração deste com o Estimador atual deverá ser feita para que ambos trabalhem de forma harmônica.

Para a Implantação por Conversão, considera-se que a conversão das medidas fasoriais de corrente em medidas de fluxo de MW e Mvar ocorrerá no CDF ou no Sistema SCADA utilizando a função Calculador de Dados padrão, ou seja, não haveria nenhuma modificação no núcleo do Estimador de Estados.

Quanto ao esforço no processamento da topologia, detecção de dados ruins ou modificação no banco de dados, o esforço seria equivalente em todas as alternativas de implantação.

Após estas considerações funcionais, a tabela 6.1 resume a avaliação das três abordagens de implantação de medidas fasoriais no Estimador de Estados.

Tabela 6.1: Avaliação das diferentes abordagens na implantação de medidas fasoriais no Estimador de Estados.

Considerações	Implantação Completa	Implantação Sequencial	Implantação por Conversão
Convergência	melhora	pequena melhora	melhora
Observabilidade	melhora	pequena melhora	melhora
Precisão	não se altera	não se altera	não se altera
Deteção de anomalias	melhora	não se altera	pequena melhora
Tempo de Solução	não se altera	aumenta	não se altera
Esforço e Custo de Implantação	alto	alto	baixo

6.4. Considerações Finais

Nesta seção serão feitas as considerações finais sobre cada um dos métodos abordados neste trabalho, assim como suas vantagens e desvantagens.

A Implantação por Conversão tem ao seu favor a simplicidade e por isso, o baixo custo de implantação no Estimador de Estado atual. Entretanto, medições ruins de tensão fasorial em uma barra levam a fluxos de linha calculados com valores também ruins em todas as derivações conectadas a esta barra. Estes valores errôneos podem comprometer a convergência do Estimador e também a precisão. Apesar das desvantagens serem mais numerosas, esta abordagem de menor esforço computacional pode ser usada como uma solução rápida enquanto o número de

UMFs instaladas for muito baixo se comparado ao número de barras modeladas no Estimador de Estado.

A principal vantagem da Implantação Sequencial é que o Estimador de Estado Linear (etapa 2) sempre fornece uma solução. O esforço computacional deste método é uma das grandes dificuldades pela necessidade de se ter que projetar um Estimador de Estado totalmente novo e compatível com o Estimador existente. Além disso, devido às duas etapas na estimação, o tempo de solução pode aumentar muito, especialmente quando as matrizes tiverem que ser reconstruídas após uma mudança de topologia.

Segundo [43], a implantação completa é mais recomendada a longo prazo. A convergência, a detecção de anomalias e a observabilidade melhoram significativamente, mesmo quando o número de UMFs instaladas no sistema ainda não for o ideal, e o tempo de solução praticamente não é alterado.

7. Conclusão

Ao longo dos anos, os sistemas elétricos de todo o mundo vem crescendo conforme o desenvolvimento econômico e tecnológico. Por isso, a demanda para se ter energia elétrica de forma segura, confiável e estável também aumenta.

Neste contexto, a operação dos sistemas de potência tem se tornado uma tarefa cada vez mais complexa e desafiadora. Países como o Brasil, de enormes extensões territoriais e economia crescente necessitam que o sistema de energia elétrica funcione com o mínimo de erros.

No Brasil, quem tem a responsabilidade de coordenar todo este sistema é o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Para isso conta com centros de controle espalhados nos quatro cantos do país que juntos supervisionam, coordenam e controlam, ininterruptamente, este sistema interligado. Os centros de controle dependem de aplicativos computacionais para darem o suporte necessário nas decisões em tempo real. Um aplicativo essencial é o Sistema de Gerenciamento de Energia, que por sua vez possui uma ferramenta poderosa chamada de Estimador de Estado.

O Estimador de Estado permite que o operador acompanhe as condições de operação do sistema a partir de dados objetivos, coletados em tempo real. Por este motivo, a Estimação de Estado é considerada a ferramenta básica de apoio ao Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Atualmente, o ONS busca uma alternativa para obter uma medição mais precisa das grandezas elétricas do sistema e conseqüentemente, supervisioná-lo de forma mais eficiente.

Este trabalho apresenta uma alternativa, que é a utilização de Unidades de Medição Fasorial (UMFs) nas mais diversas subestações do sistema, obtendo assim uma observabilidade maior e uma rede de medidas mais completa e confiável que resultaria num Estimador de Estado mais preciso.

Entretanto, a substituição do sistema atual pelo Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS) não será de forma imediata, mas de forma gradual. Foram abordados três diferentes métodos de implantação das medições fasoriais no

Estimador de Estado, e após avaliá-los tendo como base o projeto encomendado pelo ONS à empresa Kema, foi recomendado a Implantação Completa.

Espera-se que a Implantação Completa das medições fasoriais traga um impacto significativo no desempenho do Estimador de Estado e uma grande parte da rede se torne observável com a instalação das unidades de medição fasorial.

A tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada é relativamente recente e ainda está em desenvolvimento, por isso a tendência é que surjam novas aplicações e que outras, já existentes, sejam viabilizadas.

7.1. Sugestões para Trabalhos Futuros

A Medição Fasorial Sincronizada tem diversas aplicações fora do Estimador de Estados, o que possibilita uma área muito grande de pesquisa e desenvolvimento.

Abaixo seguem algumas sugestões para trabalhos futuros.

- Monitoração do Nível de Estresse do Sistema (StressMon):

Esta aplicação tem como principal objetivo monitorar a diferença de ângulo de fase entre dois ou mais pares de medidas de UMFs para detectar o quão próximo dos limites de estabilidade predefinidos está o sistema [45].

- Assistente para Conexão de Ilhas Elétricas (SynchAssist):

A principal função desta aplicação é auxiliar a reconexão de ilhas elétricas no sistema de potência, monitorando a diferença de módulo e ângulo da tensão de duas ou mais medidas de UMFs escolhidas, bem como da divergência de frequência dos sistemas selecionados. Esta função fornece informações que auxiliam o operador a direcionar o sistema de potência para uma situação, a qual possibilite a reconexão de ilhas elétricas, evitando assim, situações instáveis, cortes de carga, eventos em cascata ou sobrecargas severas [45].

- Assistente para Fechamento de Loop (LoopAssist):

O LoopAssist tem como principal função monitorar o módulo de tensão e a diferença angular sobre disjuntores envolvidos no fechamento de loops de transmissão de energia, em fechamento de anéis. Esta ferramenta pode auxiliar o operador na tomada de ações que permitam o fechamento selecionado [45].

- Monitoração do Sistema (SOM):

O aplicativo SOM tem como principal função monitorar as oscilações pouco amortecidas nas grandezas e nos pontos do sistema escolhidos pelo operador. Estas grandezas podem ser medições fasoriais brutas, filtradas ou calculadas [45].

Referências Bibliográficas

- [1] Phadke, A.G., Thorp, J.S.; *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*. Springer, 2008.
- [2] Irwin, J.D.; *Análise de Circuitos em Engenharia*. 4ª ed., São Paulo, Person Makron Books, 2000.
- [3] Hayt, W.H., Kemmerly, J.E.; *Análise de Circuitos em Engenharia*. McGraw-Hill, 1975.
- [4] Arruda, C.K.; *Eletricidade Aplicada – Notas de Aula*. 2007.
- [5] Boylestad, R.L.; *Introdução À Análise de Circuitos*. 8ª ed., Rio de Janeiro, Prentice-Hall do Brasil, 1998.
- [6] IEEE, 1344; *IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems*. 1995.
- [7] Decker, I.C.; *Curso Sobre Medição Fasorial*. LabPlan/UFSC, Santa Catarina, 2007.
- [8] IEEE, C.37.118; *IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems*. 2000.
- [9] Phadke, A.G.; *Synchronized Phasor Measurement in Power Systems*. IEEE Computer Applications on Power Systems, v. 6, n. 2 (Apr), p. 10-15, New York. 1993.
- [10] Simões Costa, A.J.A., Salgado, R.; *Análise de Segurança em Sistemas Elétricos de Potência*. LabPlan/UFSC, Santa Catarina. 2002
- [11] Phadke, A.G., Thorp, J.S., Adamiak, M.G.; *A New Measurement Technique for Tracking Voltage Phasors, Local System Frequency, and Rate of Change of Frequency*. IEEE Transactions on PAS. Vol. 102, No. 5, May 1983, pp 1025–1038.

- [12] Phadke, A.G.; *Synchronized Phasor Measurement – A Historical Overview*. Virginia, USA, Virginia Tech. 2002
- [13] *Macrodyne Model 1690 PMU Disturbance Recorder*. Macrodyne Inc. 4 Chelsea Place, Clifton Park, NY, 12065.
- [14] Guerra L. N. A.; *Indicadores de Proximidade de Instabilidade de Tensão Utilizando Medição Fasorial em Tempo Real*. Dissertação de Mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro. 2009.
- [15] Vanti, M.V.; *Uma Formulação do Fluxo de Potência Ótimo Considerando Restrições de Estabilidade Transitória*. Proposta de Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Centro Tecnológico, UFSC. Santa Catarina. 2000
- [16] Hart, D.G., Gharpure, V., Novosel, D.; *PMUs – A New Approach to Power Network Monitoring*, ABB Review 1/2001, pp. 58-61. 2001.
- [17] Faucon O., Dousset L.; *Coordinate Defense Plan Protects Against Transient Instabilities*, IEEE Computer Applications On Power Systems, New York, Vol. 10, N. 3, pp. 22-26, 1997.
- [18] Vu K., Hu Y., Aviramovic B., Varadan S., Novosel D., Masiello R., Araújo C.; *Avaliação dos Ganhos Econômicos com o Uso de Medições Fasoriais na Operação do Sistema*, Projeto ESTAL: Utilização de Fasores no Sistema Interligado Nacional do ONS, Relatório 1, Kema. 2006.
- [19] Kamwa I., Grondin R.; *PMU Configuration for System Dynamic Performance Measurement in Large Multiarea Power Systems*, IEEE Transactions on Power Systems. 2002.
- [20] Palmer E.W., Ledwich G.; *Optimal Placement of Angle Transducers in Power Systems*, IEEE Transactions on Power Systems. 1996.

- [21] Zhou M., Centeno V., Phadke A., Novosel D., Hu Y., Araújo C.; ***Definição dos Locais de Instalação das PMU para Observabilidade Plena e para Nível 3 de Tolerância, quando da Perda Simultânea de 3 PMU***, Projeto ESTAL: Utilização de Fasores no Sistema Interligado Nacional do ONS, Relatório 6, Kema. 2007.
- [22] Baldwin T. L., Mili L., Boisen M. B., Adapa R.; ***Power System Observability with Minimal Phasor Measurement Placement***, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 2, pp. 701-715. 1993.
- [23] Cheriyan J., Ravi R.; ***Approximation Algorithms for Network Problems*** .1998.
- [24] Ehrensperger, J., G.; ***Análise do Estado da Arte e Aplicações no Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica***. Dissertação de Mestrado, UFSC, Santa Catarina. 2004.
- [25] Marini, R.,L.,V.; ***Uso de Medição Fasorial Sincronizada Visando a Melhoria da Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência***. Dissertação de Mestrado, UFSC, Santa Catarina. 2005.
- [26] Moraes, R.M.; ***Sincrofasores em Sistemas de Potência: Aplicações na Estimação de Estado***. Tese do Programa de Pós-Graduação, Instituto de Computação, UFF, Niterói-RJ. 2009.
- [27] Naduvathuparambil, B., Valenti, M.C., Feliachi, A.; ***Communication Delays in Wide Measurement Systems***. Southeastern Symposium on System Theory. Proceedings. p. 118 –122. 2002
- [28] Guadalupe, U.B., Assan A.E.; ***A Transformada de Fourier e o Fenômeno de Aliasing***. XXXI Jornadas Sudamericanas de Ingeniería Estructural, Mendoza-Argentina. 2004.
- [29] Phadke, A.G., Pickett, B., Adamiak, M.; ***Synchronized Sampling and Phasor Measurements for Relaying and Control***, IEEE Transactions on Power Delivery, New York, v. 9, n. 1 (Jan), p. 442-452. 1994.

- [30] Ferreira, E.C.; *Sensores e Condicionamento de Sinais*. Departamento de Eletrônica e Microeletrônica, UNICAMP, Campinas-SP.
- [31] *Histórico do Setor Elétrico Brasileiro*, CCEE. <http://www.ccee.org.br>
- [32] Coutinho P.C.; *Apresentação Visita Técnica do Centro de Estudos Jurídicos da Presidência da República*. Brasília, DF. Março de 2010.
- [33] Operador Nacional do Sistema Elétrico. <http://www.ons.org.br>
- [34] Falcão D.,F.; *Notas de aula de Análise Técnico-Econômica de Sistemas de Energia Elétrica*, Coppe – Poli, UFRJ, Rio de Janeiro.
- [35] *Sistema de Transmissão – Horizonte 2013*, Operador Nacional do Sistema Elétrico. <http://www.ons.org.br>
- [36] *Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico*, Ministério de Minas e Energia. Julho de 2011.
- [37] *Plano de Ampliações e Reforços (PAR 2011 – 2013)*, Operador Nacional do Sistema Elétrico. Setembro de 2010.
- [38] Vu K., Hu Y., Aviramovic B., Varadan S., Novosel D., Meeteren H.V., Centeno V., R., Araújo C.; *Aplicações das PMU e Seus Requisitos*, Projeto ESTAL: Utilização de Fasores no Sistema Interligado Nacional do ONS, Relatório 3, Kema. 2007.
- [39] Borges C.L., Alves J.M.; *Análise de Segurança Estática em Sistemas de Potência*, Notas de Aula, UFRJ, Rio de Janeiro. Outubro de 2010.
- [40] Abur A., Exposito A.G.; *Power System State Estimation Theory and Implementation*. New York, NY, EUA. Marcel Dekker Publishers. 2004.

- [41] Lima J.M., Courtouke C., Gimenes J.A., Rodrigues F., Fernandez J.M.; *Experiência da Copel na Implementação de um Estimador Estático de Estados no Centro de Operação do Sistema*, Copel – Companhia Paranaense de Energia, Universidade do Paraná. Paraná. Outubro de 2007.
- [42] Vu K., Hu Y., Araújo C.; *Indicadores de Desempenho para as Aplicações Baseadas em Medições Fasoriais*, Projeto ESTAL: Utilização de Fasores no Sistema Interligado Nacional do ONS, Relatório 2, Kema. 2007.
- [43] Meeteren H.V., Araújo C.; *Requisitos de Adaptação para os Estimadores de Estado / Sistemas SCADA do ONS para Uso de Informações de Medição Fasorial*, Projeto ESTAL: Utilização de Fasores no Sistema Interligado Nacional do ONS, Relatório 9, Kema. 2007.
- [44] Zhou M.; *An Alternative for Including Phasor Measurements in State Estimators*. IEEE. 2005.
- [45] Lima L.C., Rodrigues M.A., Timbó J., Moreale M.D.S., Volskis H.A.R., Esteves A.C.; *Aplicação de PMUs nas Salas de Controle do ONS*. Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos - SIMPASE

Anexo A

Estimador por Mínimos Quadrados Ponderados

Conhecida a topologia da rede, pode-se escrever as equações não lineares para estimação de estado do sistema, estabelecendo uma relação entre as variáveis medidas e o vetor de variáveis de estado.

$$z = h(x_v) + w$$

onde:

$z \rightarrow$ vetor de medidas com dimensão $(m \times 1)$, sendo m o número total de medidas efetuadas.

$h \rightarrow$ vetor de funções não lineares do sistema, de dimensões $(m \times 1)$.

$x_v \rightarrow$ vetor das variáveis de estado verdadeiras, com dimensão $(2n - 1)$, sendo n o número de barramentos do sistema.

$w \rightarrow$ vetor de ruídos das medidas $(m \times 1)$. São considerados como variáveis aleatórias independentes, com distribuição Gaussiana de média zero e matriz de covariância W com dimensão $(m \times m)$, dada por:

$$\begin{bmatrix} \sigma_1^2 & & & \\ & \sigma_1^2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & \sigma_m^2 \end{bmatrix}$$

Sendo σ_1^2 a variância do erro (ou ruído) da medida z_i .

Os valores de σ_1^2 dependem da precisão dos aparelhos de medida e do sistema de teletransmissão. O desvio padrão caracteriza a precisão de cada medida e é fundamental na obtenção de uma estimativa de boa qualidade.

O vetor de estado estimado x é obtido minimizando a função de mínimos quadrados $J(x)$ dados por:

$$J(x) = \frac{1}{2} [z - h(x)]^t \cdot W^{-1} \cdot [z - h(x)]$$

Pretende-se determinar o vetor de estado \hat{x} que torna mínima a função objetivo $J(x)$, isto é:

$$\frac{\delta J(x)}{\delta x} = 0$$

A solução desta equação é:

$$H^t \cdot (\hat{x}) \cdot W^{-1} \cdot [z - h(\hat{x})] = 0$$

Sendo $H(x)$ a matriz jacobiana dada por:

$$H(\hat{x}) \triangleq \left. \frac{\delta h(x)}{\delta x} \right|_{x = \hat{x}}$$

No processo de determinação de \hat{x} pelo método iterativo de Newton-Raphson, calcula-se as correções para cada iteração através de:

$$G(x^k) \cdot \Delta x^k = H^t(\hat{x}^k) \cdot W^{-1} \cdot (z - h(\hat{x}^k))$$

denominada Equação Normal, e obtém-se:

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k$$

sendo $k = 0, 1, 2, \dots$ até que o critério de parada seja atingido.

A matriz ganho G é expressa por:

$$G(x^k) = H^t(x^k) \cdot W^{-1} \cdot H(x^k)$$

O processo iterativo termina quando $|x^{k+1} - x^k|$ for menor que um valor pré-estabelecido.