



**XXI SNPTTE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0  
23 a 26 de Outubro de 2011  
Florianópolis - SC

**GRUPO - GAT**

**GRUPO 04 - GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT**

**APLICAÇÕES DE PROTEÇÃO E CONTROLE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA BASEADAS NOS  
SINCROFASORES**

**Edmund O. Schweitzer III, David Whitehead, Greg Zweigle, Krishnanjan Gubba Ravikumar  
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc**

**RESUMO**

Os dados dos sincrofasores consistem em grandezas digitais e analógicas com estampas de tempo precisas associadas. Com precisão dos tempos, essas grandezas são coletadas em diversas localizações, alinhadas no tempo e, em seguida, processadas como um conjunto de dados coerentes. Em geral, os sincrofasores têm sido usados para visualização e análise pós-eventos. Contudo, novas tecnologias permitem que os sincrofasores sejam processados em tempo real. Hoje, os sistemas baseados nos sincrofasores estão sendo usados para proteção e controle de áreas amplas em tempo real.

Este artigo analisa as diversas formas de utilização dos sincrofasores: detecção e correção da estabilidade de tensão, rejeição de carga/gerador, controle do ilhamento e controle da fonte de geração intermitente e interconexão da rede.

**PALAVRAS-CHAVE**

Proteção, Sincrofasores, PMU, ECE

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Em todo o mundo, as concessionárias de energia elétrica estão implementando sistemas baseados em sincrofasores para monitorar e analisar o comportamento do sistema de potência. Rick Sergel, CEO da NERC ("North American Electric Reliability Corporation"), declarou que os sincrofasores são "como uma imagem de ressonância magnética (MRI) do sistema de potência global" [1]. Contudo, o monitoramento e a análise pós-eventos são somente as primeiras aplicações dos sincrofasores.

Com os novos avanços nos sistemas de processamento e equipamentos, os sincrofasores são usados atualmente para solucionar diversos problemas de proteção, automação e controle de sistemas de potência. Eles estão sendo usados para operar e gerenciar o sistema de potência. As aplicações incluem a avaliação da estabilidade de tensão, ilhamento da geração distribuída, controle baseado na detecção de instabilidade através de um sinal pequeno e monitoramento de distúrbios ao longo do sistema [2]. Além de apresentar exemplos de aplicações, este artigo introduz um esquema de controle baseado na coordenação dos tempos que melhora a confiabilidade do sistema ao reduzir variações desnecessárias no mesmo.

Com os esforços recentes para tornar a rede do sistema de potência mais eficiente e "mais inteligente", o controle baseado nos sincrofasores consiste na tecnologia mais importante de uma rede inteligente. Conforme será apresentado neste artigo, as soluções para proteção, automação e controle baseadas nos sincrofasores realmente requerem menos dados do sistema e fornecem resultados mais claros do que os métodos tradicionais.

**2.0 - SISTEMAS DE CONTROLE BASEADOS NOS SINCROFASORES**

Os sistemas de controle consistem de um ponto de operação desejado, medições do sistema físico, um algoritmo de controle e dispositivos de controle para modificar o sistema físico.

Os sistemas de controle, tal como o que está mostrado na Fig. 1, tem usado tipicamente medições locais porque os algoritmos de controle dependem de um conjunto de dados coerentes, ou seja, para que os algoritmos de controle funcionem adequadamente, os dados têm que ser relativos ao mesmo instante de tempo. Este é um processo simples se as entradas dos dados estiverem próximas geograficamente do dispositivo de controle. Por exemplo, um controle do comutador de taps (“Load Tap-Changer” – LTC), usando correntes e tensões locais, processa as medições e ajusta a posição do tap. Contudo, a tarefa de otimizar deterministicamente o perfil de tensão ao longo de uma extensa área geográfica usando múltiplos LTCs requer a troca de informações de uma área extensa. Os controles do perfil de tensão baseados no SCADA precisam das informações dos ângulos absolutos e tensões em tempo real para executar com precisão o controle de tensão de uma área ampla em tempo real.

Os sincrofasores solucionam a incoerência dos tempos de dados distribuídos efetuando a estampa dos tempos dos dados e, em seguida, alinhando as medições a uma referência de tempo comum para processamento. O conceito de um sistema de controle de potência de uma área extensa com sincronização de tempo está mostrado na Fig. 2. Este sistema usa um Processador de Vetores do Sincrofasor (“Synchrophasor Vector Processor” – SVP) para o controle sincronizado de uma área ampla [3].

Na Fig. 2, os dados dos sincrofasores são enviados a partir de um sistema de potência local para o SVP. O SVP alinha os tempos dos dados, avalia o perfil de tensão do sistema como um todo e envia pontos de ajuste (“set points”) da tensão otimizada para o controle de cada LTC. Os sincrofasores e o controle determinístico no tempo fornecem benefícios em relação ao controle local tradicional, incluindo chaveamentos coordenados e loops de controle mais rápidos, o que resulta em melhor qualidade de energia e redução no desgaste dos equipamentos.

A seção seguinte descreve alguns desses novos sistemas baseados nos sincrofasores, os quais estão sendo usados para solucionar problemas que não seriam economicamente viáveis ou não poderiam ter sido desenvolvidos através de métodos tradicionais.

### 2.1 Detecção da Estabilidade de Tensão e Mitigação [4]

Uma parcela do sistema de potência da Eskom na África do Sul é vulnerável a um colapso de tensão. Para evitar o colapso da tensão e manter a estabilidade do sistema de potência, a Eskom implementou um esquema de rejeição de cargas tradicional para resolver o problema da tensão. Contudo, quando um problema era detectado, o esquema de rejeição de cargas tinha causado o desligamento de uma grande quantidade de cargas.

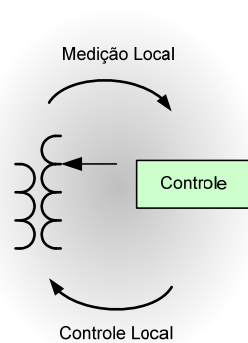


Fig. 1. Sistema de Controle de Potência Local

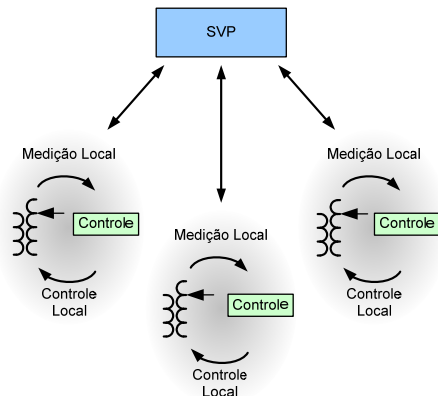


Fig. 2. Sistema de Controle de Potência de uma Área Ampla

### 3.0 - CONTROLE DE UMA ÁREA AMPLA USANDO FASORES SINCRONIZADOS NO TEMPO

Um sistema de detecção e mitigação em tempo real usando sincrofasores permite que os operadores da Eskom evitem o colapso de tensão e minimizem a rejeição das cargas. O sistema reúne os dados dos sincrofasores usando um SVP que calcula precisamente o estado do sistema de potência. O SVP envia os dados do sistema e estados do sistema para um computador que calcula os índices de colapso da tensão. Um índice é a margem em relação ao colapso de tensão, o qual é calculado usando a margem da tensão de potência reativa (QVM) que é fornecida por (1) em relação a uma barra específica (barraj),

$$QVM = Q_{\text{Maximum}} - Q_{\text{Operating}} \quad (1)$$

onde:

$Q_{\text{Operating}}$  é a potência reativa medida na barra<sub>j</sub>, e

$Q_{\text{Maximum}}$  é o limite máximo de potência reativa na barra<sub>j</sub>

QVM é a carga indutiva mínima necessária para provocar um colapso de tensão sob condições de fluxo de potência no estado de regime.

Outro índice usado na análise da estabilidade de tensão é o Custo da Potência Reativa Incremental (“Incremental Reactive Power Cost” – IRPC). O IRPC representa a potência reativa que é requisitada pelas fontes de potência reativa para alimentar cada MVAR adicional na barra<sub>j</sub>. Em [4], ele é fornecido por

$$IRPC_j = \sum_{k=1}^n \frac{\Delta Q_{gen_k}}{\Delta Q_{bus_j}} \quad (2)$$

onde:

$\Delta Q_{gen_k}$  é a variação na saída de potência reativa do gerador  $k^{th}$  para uma pequena variação na carga da potência reativa na barra,

$\Delta Q_{bus_j}$  é a carga da potência reativa na barra, e  
 $n$  é o número de fontes de potência reativa.

IRPC é uma indicação da proximidade do colapso de tensão. Na Fig. 3, o sistema está próximo de entrar em colapso de tensão no Nível 3 ("Step 3"), quando o IRPC varia de 1.4 na base para 2.7.

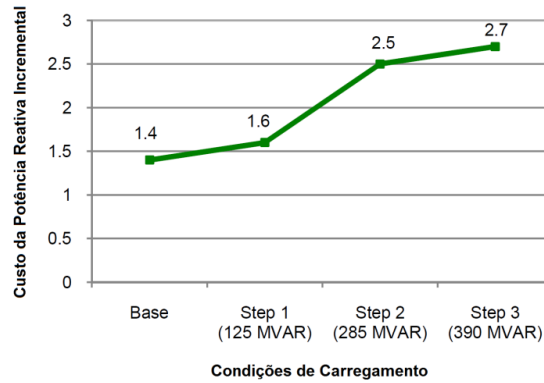


Fig. 3. Comportamento do IRPC / QV para Diferentes Condições de Carregamento [4]

Os índices do sistema de detecção e mitigação habilitam a Eskom a determinar qual a proximidade de o sistema de potência entrar em colapso de tensão e propor um esquema efetivo de rejeição de cargas antes do colapso da tensão.

O sistema de detecção da estabilidade de tensão e mitigação em tempo real da Eskom está mostrado na Fig. 4. As unidades de medição fasorial ("phasor measurement units" – PMUs) coletam e enviam os dados do sistema de potência para um SVP a uma taxa de uma mensagem por segundo. O SVP alinha os tempos das medições dos sincrofasores e introduz as mesmas em um computador que executa o algoritmo de prognóstico do colapso de tensão. O computador envia os índices calculados de volta para o SVP dentro de um segundo para controle e visualização adicional. Se os índices mostrarem que uma ação imediata é necessária para evitar o colapso de tensão, então o SVP emite comandos de rejeição de cargas para barras "fracas" conhecidas através do controle automático. Se os índices indicarem um problema potencial, então o SVP emite um alarme visual para o operador que pode emitir um comando de rejeição de cargas na interconexão principal através de controle manual. O resultado é um sistema que minimiza o impacto para o consumidor ao mesmo tempo em que responde aos problemas associados à estabilidade da tensão.

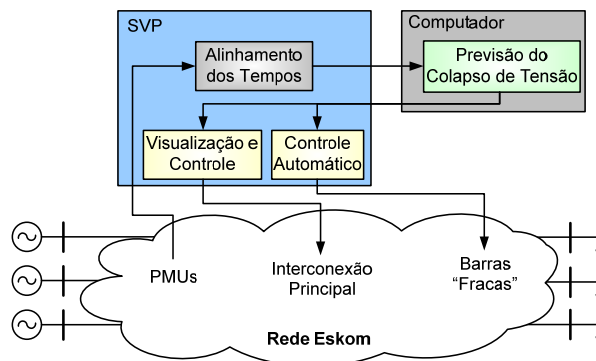


Fig. 4. Sistema de Detecção da Estabilidade de Tensão e Mitigação em Tempo Real da Eskom

### 3.1 Controle do Modo do Regulador

A "Abbott Pharmaceuticals", em Porto Rico, está efetuando um *upgrade* no seu sistema de distribuição para melhorar a confiabilidade. O *upgrade* é projetado para habilitar o ilhamento de cargas críticas da instalação do sistema de cogeração por meio da detecção de distúrbios na rede de energia elétrica. O *upgrade* separa a cogeração da rede em pontos selecionados do sistema de distribuição da instalação, dependendo da produção e carga no instante da perturbação. Para tal aplicação, é necessário determinar quando o sistema de cogeração está

conectado à rede. Quando conectado, a rede controla a frequência do sistema e o regulador controla a saída de potência do gerador. Quando o gerador está operando em uma ilha, o regulador tem que ser chaveado para o modo isócrono para regular a frequência.

O sistema original usava dados da frequência não alinhados no tempo para detectar o sincronismo. Este método é susceptível a uma falsa declaração de sincronismo quando os dois sistemas operam com frequências bastante similares, mas não estão conectados. O uso de informações dos ângulos além da frequência para determinar se ocorreu uma condição de ilhamento consiste num método mais confiável. Entretanto, sistemas típicos não têm capacidade de determinar as diferenças angulares entre pontos de um sistema de potência devido à falta de uma referência de tempo comum para os dados analógicos. Os sincrofasores fornecem dados vetoriais com estampas de tempo para determinar os ângulos absolutos ao longo do sistema de potência.

Para o *upgrade*, a Abbott Pharmaceuticals está usando um relé previamente instalado na subestação com recursos das PMUs para transmissão das medições dos ângulos e frequências alinhadas no tempo do sistema da concessionária para outro relé com capacidade de processamento dos dados dos sincrofasores na sala de controle da cogeração (ver a Fig. 5). A transmissão de ambas as medições das frequências e dos ângulos permite que o sistema efetue o chaveamento automático do modo de controle do regulador quando for detectada uma separação.

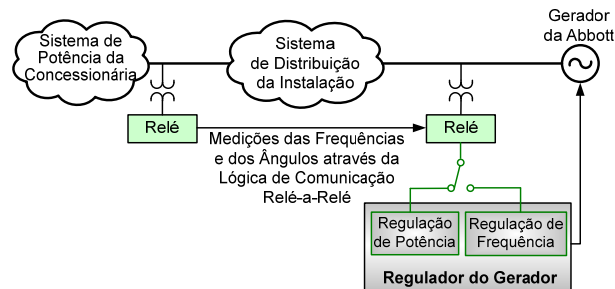


Fig. 5. Medições das Frequências e Ângulos Através do Link de Comunicação da Lógica Relé-a-Relé

A Fig. 6 mostra a lógica do relé usada para calcular a frequência de escorregamento e a diferença angular. O relé usa os valores absolutos do escorregamento ("slip") e diferença angular para detectar o sincronismo, conforme mostrado na Fig. 7. A entrada da lógica "Tensão Remota Válida" é habilitada quando a tensão da concessionária está presente. Se a tensão não estiver presente, então o gerador é ilhado. A entrada "GPS Válido" é ativada quando o sinal do GPS for válido para uso dos sincrofasores. Se o sinal do GPS for válido e a tensão estiver presente na instalação da concessionária, então a Abbott usa ambos o escorregamento e a diferença angular entre a concessionária e sua instalação para determinar se existe uma condição de ilhamento. No caso de o sinal do GPS não ser válido, a lógica bypassa a verificação dos ângulos e opera com base somente nas medições do escorregamento não alinhadas no tempo, conforme era efetuado antes do upgrade para confiabilidade do sistema.

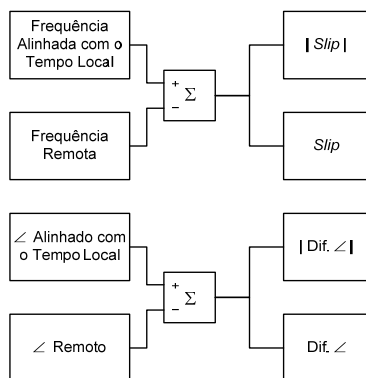


Fig. 6. Frequência de Escorregamento ("Slip") e Diferenças dos Ângulos Processadas pelos Relés

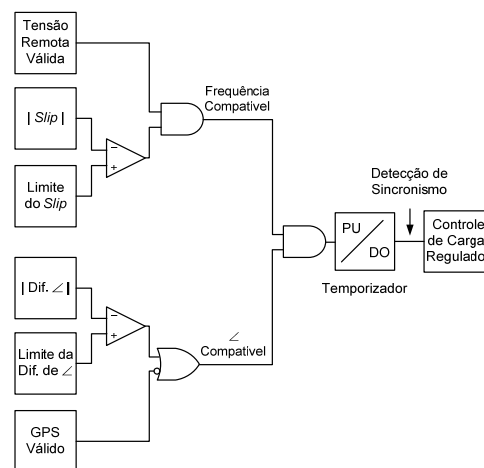


Fig. 7. Lógica de Detecção de Sincronismo

### 3.2 Controle da Geração Distribuída

Os sistemas fotovoltaicos ("Photovoltaic" – PV) estão gerando interesse devido aos investimentos governamentais e a uma tendência ao desenvolvimento de fontes de energia alternativas. Para que as fontes PV sejam amplamente aceitas, é preciso haver meios confiáveis de interconectá-las ao sistema de potência principal. "PV Powered", um fabricante de inversores solares ligados à rede, reuniu um grupo (Sensus, Northern Plains Power Technologies, Portland General Electric e SEL) para enfrentar os desafios associados à integração da geração solar distribuída na rede de energia elétrica principal. O trabalho é financiado pelo Departamento de Energia dos

Estados Unidos sob o programa Sistema de Integração da Rede de Energia Solar ("Solar Energy Grid Integration System program").

O método tradicional para detecção de ilhamento usa as informações da frequência e tensão local para verificar se a magnitude da tensão ou frequência está fora dos limites predeterminados. Contudo, os esquemas de detecção local não podem detectar o ilhamento no tempo adequado se o desbalanço ('mismatch') de potência (ativa e reativa) entre a fonte e a carga local for pequeno. Outros esquemas tradicionais dependem da transmissão do estado dos disjuntores, detectores de fase aberta e comandos de trip para detectar o ilhamento e isolar a fonte. Tais esquemas são simples em conceito, porém eles têm que se adaptar às mudanças na topologia do sistema de potência. Esses requisitos de adaptação podem resultar em um sistema com muitos links de comunicação, reduzindo a confiabilidade.

Outra limitação dos métodos tradicionais é sua incapacidade de se adaptar à expansão dos requisitos futuros. Por exemplo, a Norma IEEE 1547 requer a desconexão para afundamento de tensão sob demanda elevada. Com uma geração reduzida, tal requisito é razoável, porém a desconexão de uma fonte de geração de energia solar de alta densidade vai agravar ainda mais o nível de baixa tensão. A visualização de uma área ampla fornecida pelos sincrofasores fornece uma plataforma para soluções que mantêm a geração online durante condições transitórias. Métodos de detecção baseados nos sincrofasores superam as limitações dos métodos tradicionais. A Fig. 8 mostra um esquema anti-ilhamento para uma instalação de geração solar, o qual é baseado num algoritmo recente desenvolvido para anti-ilhamento com geração síncrona [6] e tem diversos recursos que são aplicáveis ao inversor de um sistema de geração solar. Ambas as localizações da geração distribuída e sistema de potência principal fornecem dados para o algoritmo.

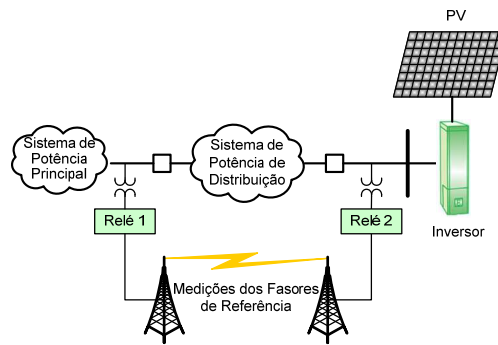


Fig. 8. Esquema Anti-Ilhamento Usando um Inversor

Ambos os relés da Fig. 8 coletam as medições dos fasores de tensão de suas respectivas instalações. O Relé 1 envia as mensagens do sincrofasor para o Relé 2 em intervalos de tempos específicos (60 mensagens por segundo). O Relé 2 recebe os dados do sincrofasor remoto do Relé 1 e calcula a diferença entre os valores dos ângulos dos sincrofasores remoto e local, que é definido por  $\delta_k$ . A variação de  $\delta_k$  em relação ao tempo define a frequência de escorregamento,  $S_k$ , e a variação da frequência de escorregamento em relação ao tempo define a aceleração entre os dois terminais,  $A_k$ . Essas medições são definidas conforme indicado a seguir:

$$\delta_k = \angle V_k^{(1)} - \angle V_k^{(2)} \quad (3)$$

$$S_k = (\delta_k - \delta_{k-1}) \text{MRATE} \quad (4)$$

$$A_k = (S_k - S_{k-1}) \text{MRATE} \quad (5)$$

onde:

$\angle V_k^{(1)}$  é o ângulo da tensão de sequência-positiva do Relé 1 para o intervalo de processamento  $k$ ,

$\angle V_k^{(2)}$  é o ângulo da tensão de sequência-positiva do Relé 2 para o intervalo de processamento  $k$ ,

$S_k$  é a frequência de escorregamento para o intervalo de processamento  $k$ ,

$A_k$  é a aceleração para o intervalo de processamento  $k$ , e

MRATE é a taxa de mensagens do sincrofasor.

Este esquema para uma área ampla combina dois métodos para detecção de ilhamento, o Método da Diferença Angular e o Método do Escorregamento-Aceleração.

### 3.2.1 Método da Diferença Angular

Neste método, o relé compara a diferença angular,  $\delta_k$ , com o limite do ângulo (20 graus, por exemplo). Se  $\delta_k$  for maior do que o limite e permanecer por um período maior do que o tempo predefinido, a lógica declara uma condição de ilhamento e envia um comando de trip para o disjuntor da fonte.

A diferença angular pode ser vista como uma integração da diferença de frequências. Se as frequências de dois sistemas desconectados forem diferentes, consequentemente a diferença angular entre os sistemas aumenta. Os

fasores sincronizados no tempo permitem calcular esta diferença angular usando as estampas de tempo registradas no instante exato da medição do fasor.

As medições com sincronização de tempo também habilitam o cálculo exato da frequência nominal local. Cada relé pode então comparar a frequência local com uma frequência de referência calculada numericamente. Este é o conceito básico da medição do erro de tempo baseada nos sincrofasores para detecção de ilhamento [7]. A equação (6) mostra o cálculo da medição do erro de tempo.

$$TE_k = TE_{k-1} + \frac{1}{f_{NOM}}(f_k - f_{NOM})\Delta t \quad (6)$$

A frequência é a derivada da fase; portanto, a equação (6) é efetivamente um cálculo do erro de fase em relação a um ângulo de fase ideal na frequência  $f_{NOM}$ . Quando a medição do erro de tempo é transmitida entre os relés e subtraída, o resultado é uma grandeza proporcional à diferença angular. Ao usar os ângulos diretamente ou a medição dos erros de tempo, a comparação da grandeza com um valor limite fornece uma indicação da condição de ilhamento.

Esta indicação é efetiva mesmo se a diferença de frequências entre os dois sistemas for pequena e, portanto, o escorregamento for pequeno. O método do escorregamento-aceleração, descrito a seguir, fornece outra indicação para os casos em que a diferença de frequências não é pequena.

### 3.2.2 Método do Escorregamento-Aceleração

O segundo método monitora a taxa de variação da fase. A taxa de variação da fase é definida como o escorregamento ( $S_k$ ), e a taxa de variação do escorregamento é definida como a aceleração ( $A_k$ ) entre dois pontos de um sistema de potência. A combinação do escorregamento com a aceleração cria a característica de detecção de ilhamento mostrada na Fig. 9. No estado de regime, a frequência dos sistemas conectados é a mesma nos dois pontos medidos; o escorregamento e a aceleração são zero e o ponto de operação está em (0, 0) da característica de detecção de ilhamento. Quando uma fonte se separa do sistema de potência principal, geralmente ocorre ambos o escorregamento e a aceleração. A magnitude de qualquer um deles pode empurrar a grandeza de operação para dentro da região de operação da característica.

O tempo de resposta é um fator importante de qualquer esquema de ilhamento. A Fig. 10 mostra os resultados da simulação, comparando um esquema de ilhamento que usa medições locais com um esquema de ilhamento que usa medições dos sincrofasores de uma área ampla [6].

O tempo de resposta para detectar a ilha está plotado como uma função da relação entre a carga e a geração durante a condição de ilhamento. À medida que a geração e a carga se tornam mais equilibradas, a detecção de ilhamento se torna mais difícil para todos os esquemas. O esquema local consiste de elementos de sobrefrequência, subfrequência, sobretensão e subtensão. Adicionalmente, uma característica da frequência vs. taxa de variação da frequência define as regiões de ilhamento nos casos em que a frequência alta ou baixa ocorre simultaneamente com a taxa de variação da frequência alta ou baixa [6].

Na Fig. 11, o tempo de medição é devido aos atrasos da filtragem do relé com recursos das PMUs. Os retardos da filtragem podem ser da ordem de 16 milissegundos, com o valor de 50 milissegundos sendo selecionado para a simulação da Fig. 11. A latência da comunicação depende do esquema de comunicação. Para os esquemas de geração solar distribuída, a latência da comunicação é impactada pela necessidade de coordenar a medição de referência (Relé 1 da Fig. 8) com múltiplas localizações de geração. Finalmente, baseando-se nos resultados da simulação, um segundo é alocado para o algoritmo de detecção de ilhamento. Isso deixa três quartos de segundo de margem para obter um tempo de resposta total menor do que dois segundos, que é o tempo requerido na Norma IEEE 1547.

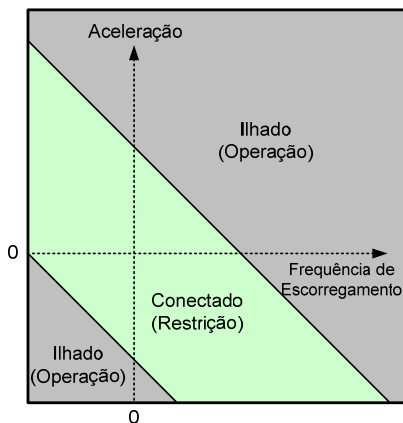


Fig. 9. Regiões de Operação e Restrição da Característica de Detecção de Ilhamento

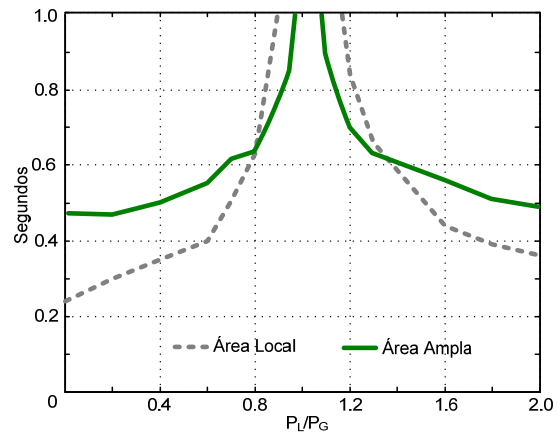
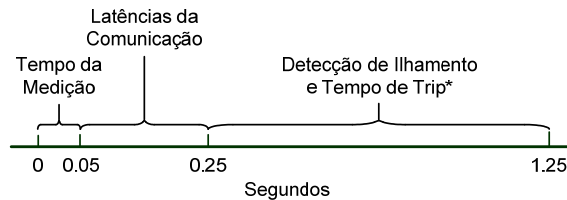


Fig. 10. O Esquema de uma Área Ampla Detecta Ilhamento para Todas as Condições de Troca de Potência

A Fig. 11 mostra que o tempo de resposta de um sistema que usa medições de uma área ampla inclui as latências da comunicação.





\* A Norma IEEE 1547 Requer o Tempo de Trip < 2 segundos.

Fig. 11. O Tempo Total para Detectar o Ilhamento e Dar Trip é 1.25 Segundo Usando um Esquema de Medição de uma Área Ampla Baseado em Sincrofasores

#### 4.0 - CONTROLE FUTURO BASEADO NOS SINCROFASORES

Atualmente, diversas funções de controle do sistema de potência são efetuadas com intervenção do operador. Embora este método manual tenha fornecido resultados satisfatórios, a automatização dessas funções é agora possível através da tecnologia Recipe. A tecnologia Recipe usa as medições dos sincrofasores para automatizar e controlar eventos do sistema de potência de forma síncrona através de várias instruções predeterminadas e coordenadas no tempo. Essas instruções são baseadas no estado desejado e estado real medido do sistema de potência.

Para ilustrar esta tecnologia, vamos assumir que uma linha de transmissão tenha que ser retirada de serviço para manutenção. Atualmente, após todas as permissões e aprovações necessárias terem sido obtidas, a ordem de chaveamento é emitida. Primeiro, o operador abre um disjuntor, verifica se ele está aberto e, então, subsequentemente, o segundo recebe a ordem para ser aberto, é aberto e verificado. Com a abertura dos disjuntores, o equilíbrio do sistema de potência é perturbado, e o sistema passa para um novo ponto de operação. Por exemplo, a tensão na carga pode ter caído e, como resultado, os LTCs podem efetuar a comutação, os bancos de capacitores podem ser inseridos, ou outros mecanismos similares de controle da tensão podem operar para restabelecer o equilíbrio devido à perda da linha de transmissão. Usando a tecnologia Recipe, os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes ("Intelligent Electronic Devices" – IEDs) efetuam ações de controle predeterminadas para abrir a linha de forma eficiente e minimizar os distúrbios no sistema de potência. Na ilustração da linha de transmissão, podemos determinar qual efeito que a perda da linha vai ter no sistema de potência e determinar quais equipamentos devem ser pré-ajustados para minimizar essas condições. Além disso, usando os sincrofasores e comunicações determinísticas no tempo, podemos coordenar os eventos com precisão, tais como a operação dos disjuntores e comutação de taps dos LTCs, visando minimizar as perturbações no sistema de potência.

A tecnologia Recipe requer ação de múltiplos dispositivos do sistema de potência. O engenheiro divide a Recipe em partes ou sub-Recipes. O controlador de automação envia as sub-Recipes para diversos IEDs, conforme mostrado na Fig. 12.

Em tempos predeterminados, os IEDs executam suas sub-Recipes para obter o resultado desejado. Cada sub-Recipe inclui verificações locais para assegurar que as condições do sistema de potência estão dentro de parâmetros de operação aceitáveis ou que um comando de cancelamento não tenha sido emitido para fazer parar a ação da Recipe, além de outras verificações similares para garantir que ações automáticas não sejam tomadas em instantes inapropriados.

A seguir, um exemplo de execuções da Recipe.

O operador seleciona uma Recipe projetada para executar uma operação desejada e envia a mesma para um controlador de automação.

O controlador de automação, através da lista Recipe master, envia a sub-Recipe para cada IED requerido para executar uma função no esquema Recipe global.

Cada IED retorna seu estado para garantir que ele está pronto e que o equipamento associado não está com defeito. Se o IED reportar que não está pronto, o processo da Recipe é parado.

Após receber a confirmação dos IEDs de que a sub-Recipe está pronta para ser executada, o controlador de automação indica para o operador que a Recipe e os IEDs associados estão prontos e espera por uma verificação do operador para iniciar a Recipe.

O operador verifica se esta Recipe é a Recipe correta a ser executada, envia o instante em que a Recipe deve ser executada, e arma o sistema. A etapa de verificação fornece segurança contra operações de controle do sistema de potência não autorizadas.

Para ilustrar ainda mais a tecnologia Recipe, vamos olhar novamente o exemplo da remoção da linha de transmissão. O diagrama unifilar do sistema de fornecimento de energia elétrica da Fig. 13 ilustra certa redundância na transmissão de energia elétrica entre a barra B1 e barra B2 através das linhas de transmissão 1 e 2. O operador da concessionária quer tirar a linha de transmissão 1 de serviço, requerendo que a linha de transmissão 2 transmita toda a energia elétrica necessária para as cargas de B2 e B3.

O aumento da carga de uma linha de transmissão simples tem consequências claramente previsíveis. Por exemplo, a remoção de uma linha de transmissão vai fazer com que a outra linha transmita mais potência para a carga. Devido à corrente aumentada e impedância aumentada resultante de somente uma linha estar em serviço, a tensão na carga vai cair. Essas variações vão também afetar a potência ativa e potência reativa que estão sendo entregues através de uma única linha de transmissão. Uma vez que a tensão e a potência reativa precisam ser mantidas dentro de certos limites para um fornecimento de potência seguro e confiável, os reguladores de tensão

do sistema de fornecimento podem precisar alterar a posição dos taps como resultado de uma variação da tensão. Pode ser necessário chavear (“on” ou “off”) os bancos de capacitores para manter um equilíbrio adequado do fornecimento de potência reativa.

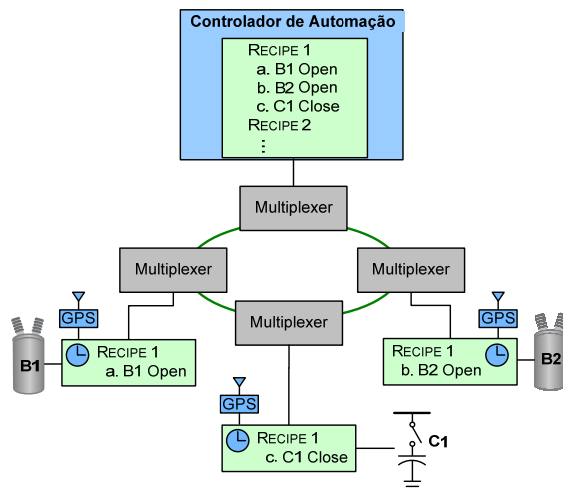


Fig. 12. Sistema de Controle da Recipe

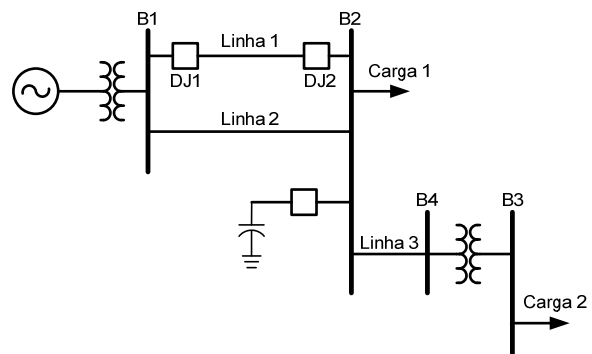


Fig. 13. Modelo do Sistema de Potência para Análise da Tecnologia Recipe em Tempo Real

Portanto, a retirada de serviço da linha de transmissão 1, embora mantendo um fornecimento de energia elétrica seguro e confiável para as cargas, requer mais do que simplesmente abrir os disjuntores DJ1 e DJ2. Uma vez que esses disjuntores tenham sido abertos, é necessário efetuar a medição da corrente na linha de transmissão 2, monitorar as tensões, correntes, potência ativa e potência reativa no lado do fornecimento para as cargas, e controlar os reguladores de tensão e bancos de capacitores de forma a equilibrar a energia elétrica que está sendo realmente entregue. Adicionalmente, a operação dos reguladores de tensão e bancos de capacitores pode afetar as condições do sistema de potência, requerendo mais mudanças de taps dos reguladores de tensão ou chaveamentos (“on” ou “off”) dos bancos de capacitores. Tais defasamentos e balanceamentos do sistema elétrico de potência provocam desgaste e danos aos equipamentos, além de afundamentos e oscilações no fornecimento de potência para as cargas. Contudo, esses defasamentos e balanceamentos das condições do sistema de potência não são necessários. A reação à remoção da linha de transmissão é previsível.

Modelamos o sistema mostrado na Fig. 13 usando um Simulador Digital em Tempo Real (“Real Time Digital Simulator” – RTDS) para analisar o efeito da retirada de serviço da linha no sistema de potência global com e sem um processo Recipe. A Tabela 1 mostra uma sequência de tempos dos eventos para remoção da linha de transmissão 1 usando métodos tradicionais, sem a tecnologia Recipe.

A Fig. 14 mostra as respostas da barra de transmissão e barra de distribuição numa janela de 40 segundos para remoção da linha de transmissão 1 usando métodos tradicionais. A partir dos gráficos da Fig. 14, podemos concluir que a forma tradicional de remoção da linha de transmissão 1 causa desgaste e danos não desejados no sistema de distribuição e também afeta a qualidade de energia do sistema global.

TABELA I  
SEQUÊNCIA DOS TEMPOS PARA REMOÇÃO DA LINHA DE TRANSMISSÃO USANDO O MÉTODO TRADICIONAL

Tempo (s)	Evento
t = 0	O operador seleciona os disjuntores para abrir a Linha 1 e envia o comando SCADA para dar trip nos disjuntores.
t = 1.0	O SCADA master envia um comando de trip e os disjuntores abrem.
t = 1.1	As tensões na barra de transmissão e barra de distribuição caem; o comutador de tap associado ao transformador de distribuição aumenta o tap para se adaptar às tensões mais baixas.
t = 15.0	O operador identifica a tensão baixa na barra de transmissão e envia um comando para inserir o banco de capacitores.
t = 16.0	O banco de capacitores é inserido, fornecendo o suporte de potência reativa; consequentemente, ocorre o aumento da tensão na barra de transmissão para o valor nominal.
t = 16.1	A potência reativa adicional faz com que a tensão na barra de distribuição ultrapasse a nominal; o comutador de tap novamente reage reduzindo a posição do tap para trazer a tensão do sistema de distribuição de volta para o valor nominal.
t = 31.0	A tensão na distribuição retorna ao valor nominal, e o sistema é equilibrado.



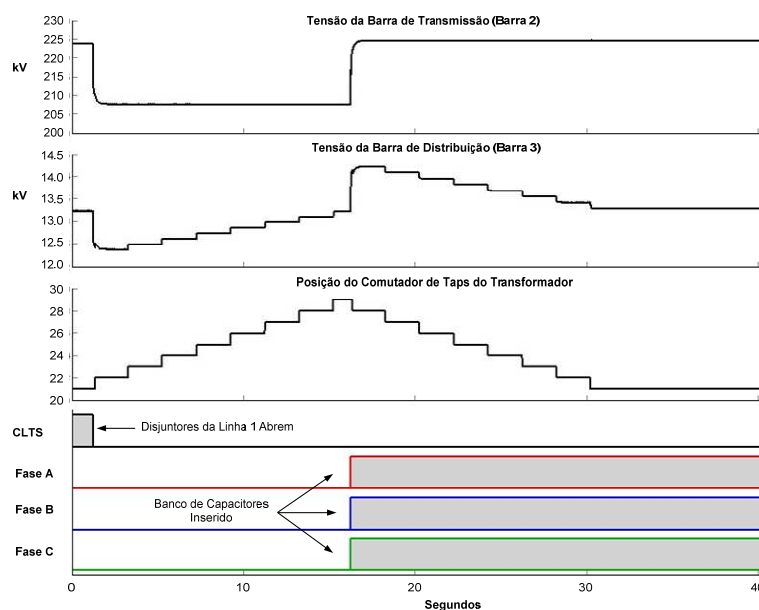


Fig. 14. Captura dos Eventos do RTDS Mostrando a Tensão RMS na Barra 2, Tensão RMS na Barra 3, Posição do Comutador de Tap do Transformador, Estado dos Disjuntores da Linha 1 e o Estado do Disjuntor do Banco de Capacitores Sem a Tecnologia RECIPE

Usamos a mesma simulação do sistema de potência para analisar o efeito da remoção da linha de transmissão 1 com a tecnologia Recipe. A Tabela II mostra a sequência de tempos dos eventos para esta simulação.

TABELA II  
SEQUÊNCIA DOS TEMPOS PARA REMOÇÃO DA LINHA DE TRANSMISSÃO USANDO O MÉTODO RECIPE

Tempo (s)	Evento
t = 0	O operador seleciona a RECIPE a ser executada (RECIPE para abrir a linha e inserir o banco de capacitores).
t = 0.5	O controlador de automação confirma se a RECIPE está selecionada e se o IED está pronto para operar.
t = 0.7	O operador arma o controlador.
t = 0.9	Os IEDs executam a sub-RECIPE.
t = 1.0	A linha 1 abre e o banco de capacitores é inserido. As tensões na barra de transmissão e barra de distribuição não são submetidas a qualquer variação nas magnitudes, resultando em nenhuma ação do comutador de tap.

## 5.0 - CONCLUSÕES

Os sincrofasores resolvem o problema da incoerência dos tempos necessários para controle do sistema de potência de áreas amplas. Com a capacidade de usar valores medidos com sincronização dos tempos ao longo dos sistemas de potência, novos esquemas de proteção e controle, tais como os descritos neste artigo, estão sendo implementados atualmente.

- Os sincrofasores propiciam uma forma de prognosticar a instabilidade de tensão iminente e fornecer controle de alta velocidade para mitigação.
  - Os sincrofasores estão sendo usados para o ilhamento da geração distribuída em alta velocidade.
  - Os sincrofasores superam as limitações dos métodos tradicionais de detecção de ilhamento usando esquemas baseados numa área ampla tais como os métodos da diferença angular e escorregamento-aceleração.
  - Os sincrofasores fornecem meios para monitorar e medir as fontes de geração intermitente e controlar os impactos na estabilidade do sistema de potência global.
- Introduzimos também a tecnologia Recipe baseada na sincronização dos tempos para controle e automação do sistema de potência..

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. Sergel, NERC Press Release, Florida Outage, Feb. 26, 2008, Platts.com, "NERC Chief Applauds Florida System Restoration Efforts," Feb. 2008. Disponível: <http://www.renewablepowersummit.platts.com/Electric%20Power/Resources/News%20Features/fpl/index.xml>.
- [2] E. O. Schweitzer, III and D. E. Whitehead, "Real-World Synchrophasor Solutions," proceedings of the 35th Annual Western Protective Relay Conference, October 2008.

- [3] E. O. Schweitzer, III and D. E. Whitehead, "Real-Time Power System Control Using Synchrophasors," proceedings of the 34th Annual Western Protective Relay Conference, October 2007.
- [4] M. Donolo, M. Venkatasubramanian, A. Guzman, F. de Villiers, "Monitoring and Mitigating the Voltage Collapse Problem in the Natal Network," proceedings of the IEEE PES Conference and Exposition, Seattle, WA, March 2009.
- [5] *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems*, IEEE Standard 1547-2003, June 2003.
- [6] J. Mulhausen, J. Schaefer, M. Mynam, A. Guzman, M. Donolo, "Anti-Islanding Today, Successful Islanding in the Future," proceedings of the 36th Annual Western Protective Relay Conference, October 2009.
- [7] R. Moxley and M. Wronski, "Using Time Error Differential Measurement in Protection Applications," proceedings of the 33rd Annual Western Protective Relay Conference, October 2006.