



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Análise da Infraestrutura Para Implantação de Redes
Elétricas Inteligentes Frente à Microgeração Distribuída.**

PAULO MARIANO INÁCIO DA SILVA

CAMPINA GRANDE - PB

Setembro de 2013

PAULO MARIANO INÁCIO DA SILVA

Análise da Infraestrutura Para Implantação de Redes Elétricas Inteligentes Frente à Microgeração Distribuída.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado no curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande em cumprimento às exigências legais para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Dr. Edmar Candeia Gurjão

CAMPINA GRANDE-PB

Setembro de 2013

PAULO MARIANO INÁCIO DA SILVA

Análise da Infraestrutura Para Implantação de Redes Elétricas Inteligentes Frente à Microgeração Distribuída.

Aprovado em: / /

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dr. Edmar Candeia Gurjão
Departamento Engenharia Elétrica - CEEI/UFMG
ORIENTADOR

Prof. Dr. Alexandre Cunha Oliveira
Departamento Engenharia Elétrica - CEEI/UFMG
EXAMINADOR

Dedicatória

À minha querida mãe,
Maria Angelina.

Agradecimentos

A Deus que está ao meu lado mesmo quando não mereço, nunca me permitindo falhar ou fracassar.

Ao meus pais, pelo estímulo infatigável e apoio incondicional prestado desde o primeiro dia na universidade. Não basta um muito obrigado para agradecer, hoje, tudo o que sou, é devida à educação que sempre se esforçaram em me proporcionar.

Ao meus irmãos que sempre me incentivaram, apoiaram e confiaram incondicionalmente em minha capacidade e desempenho durante todo o curso, assim como na vida.

Ao meu orientador Prof. Edmar Candeia Gurjão pela confiança depositada em mim, por toda a disponibilidade que sempre demonstrou, pelas críticas e opiniões relevantes que contribuíram de forma benigna para o desenrolar deste trabalho.

A todos os colegas e amigos, especialmente aqueles que me acompanharam no decorrer destes anos de academia, o meu muito obrigado pelo apoio e amizade que sempre senti quando na vossa companhia.

A toda equipe de professores do Departamento Engenharia Elétrica da UFCG, pois sem eles nada disso seria possível.

Epígrafe

“Prefiro ser

Essa metamorfose ambulante.”

(“Metamorfose ambulante”, Raul Seixas)

Resumo

Atualmente, as redes elétricas inteligentes é um tema amplamente discutido em todo o mundo. Trata-se de um modelo tecnológico com relativa complexidade conceitual, onde é considerada uma vasta diversidade de tecnologias, de equipamentos e de fabricantes, com uma gama de benefícios associados como inovação tecnológica, desenvolvimento de novos produtos e serviços e novas oportunidades de mercado, atrelados a toda cadeia de provimento e consumo da energia elétrica. Contudo, o conjunto de infraestruturas necessárias para a operação dessas redes, constitui um grande desafio tecnológico de larga escala, sendo que o impacto de decisões certas ou erradas nos mais diversos níveis de operação determinará a capacidade de atingir ou não a totalidade dos benefícios. Neste trabalho iremos analisar as técnicas utilizadas para garantir que os níveis de tensão e frequência se mantenham entre os limites tecnicamente admissíveis, quando se verifica uma grande penetração de microfones. Também iremos analisar os medidores inteligentes, sendo estes um dos pilares do sistema *Smart Grid*, qual a tecnologia adotada por tais medidores para que suportem o fluxo de energia nos dois sentidos? ou seja, como é feita a medição de energia ativa e reativa no sentido direto e reverso? Essas perguntas irão ser respondidas no decorrer deste trabalho.

Palavras chave: Inovação tecnológica, Medidores inteligentes, Smart Grid.

Lista de Figuras

1.1	Conceito de integração <i>smart grid</i> [9]	5
1.2	Topologia de rede inteligente [9]	5
1.3	Rede inteligente dentro das residências [9]	6
1.4	Motivadores regionais das <i>smarts grids</i> [10]	7
1.5	Mapa dos projetos <i>smarts grids</i> no mundo [10]	10
1.6	Distribuição regional dos projetos catalogados pela ANEEL [10]	13
1.7	Custos totais, em R\$ milhões, por região, dos projetos catalogados pela ANEEL [10]	13
1.8	Mapa de universidades e centros de pesquisa com projetos relacionados a redes elétricas inteligentes [10]	14
2.1	Diagrama em blocos genérico de um medidor eletrônico de energia elétrica [1]	16
2.2	Diagrama de bloco de três funções de um medidor [5]	17
2.3	Diagrama em blocos das partes componentes dos medidores eletrônicos convencional e inteligente [1]	20
2.4	Relação vetorial para medição <i>Q-hour</i> [5].	22
2.5	Deslocamento de fase de 60° a partir do sistema Y trifásico de quatro condutores [5]	23
2.6	Deslocamento de fase de 60° a partir do sistema Δ trifásico de três condutores [5]	23
2.7	Tensão E_Q defasada de 60° da tensão E_W [5]	24
2.8	Faixa útil do medidor <i>Q-hour</i> com 60° atrasado da tensão [5]	24
2.9	Medição de potência nos quatro quadrantes: Convenção normal [5]	26

2.10	Relações entre <i>Watts</i> , <i>VAR</i> e <i>Q</i> [5]	27
3.1	Exemplo de uma microrede [7]	30
3.2	Arquitetura de uma microrede com possíveis constituintes [2]	31
3.3	Exemplo de uma ligação da microrede ao PT [3]	33
3.4	Sistema de controle inversor PQ [8]	35
3.5	Balço de potência no capacitor <i>CC-link</i>	36
3.6	Modelo dinâmico <i>CC-link</i> [2]	36
3.7	Frequência versus droop potência ativa [2]	37
3.8	Diagrama de bloco geral do controle VSI [2]	38
3.9	Princípios de controle esquematizados para o controle de frequência/potência ativa e controle de tensão/potência reativa respectivamente [3]	40
3.10	Esquema da estrutura de controle para a operação em <i>single-master</i> com um VSI [4]	41
3.11	Esquema da estrutura de controle para a operação em <i>multi-master</i> [4]	43
3.12	Representação da função da potência que é ligada á rede em ordem ao valor da tensão [3]	44

Lista de Tabelas

1.1	Principais investimentos federais e privados no mundo, em 2010, e estimativas para os próximos anos	11
2.1	Relação definida para energia entregue e recebida	26
2.2	Medição de quantidades, ou combinações de quantidades por quadrantes	27

Lista de Abreviaturas

Abreviatura	Nome
<i>CA</i>	- Corrente Alternada
<i>BT</i>	- Baixa Tensão
<i>CC</i>	- Corrente Contínua
<i>DIC</i>	- Duração de interrupção individual por unidade consumidora
<i>DMIC</i>	- Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão
<i>DMS</i>	- <i>Distribution Management System</i>
<i>DRC</i>	- Duração relativa da transgressão de tensão crítica
<i>DRP</i>	- Duração relativa da transgressão de tensão precária
<i>FIC</i>	- Frequência de interrupção individual por unidade consumidora
<i>GPRS</i>	- <i>General Packet Radio Services</i>
<i>LC</i>	- <i>Load Controller</i>
<i>MC</i>	- <i>Microsource Controller</i>
<i>MGCC</i>	- <i>MicroGrid Central Controller</i>
<i>MT</i>	- Média Tensão
<i>MS</i>	- <i>MicroSource</i>
<i>PD</i>	- Produção Distribuída
<i>PT</i>	- Posto de Transformação
<i>PV</i>	- <i>PhotoVoltaic</i>
<i>PI</i>	- <i>Proportional Integral</i>
<i>PLC</i>	- <i>Power Line Communication</i>
<i>SEE</i>	- Sistema Eléctrico de Energia
<i>VSI</i>	- <i>Voltage Source Inverter</i>

Sumário

Introdução	1
Objetivos	2
1 Smart Grid	3
1.1 Introdução Histórica	3
1.2 Conceito, Motivadores e Desafios	4
1.3 Smart Metering	8
1.4 Sistemas de Comunicação	9
1.5 Cenário Smart Grid	9
1.5.1 Internacional	10
1.5.2 Nacional	12
2 Medidores Inteligentes	15
2.1 Introdução	15
2.2 Medidor Eletrônico de Energia Elétrica	15
2.3 Infraestrutura Avançada de Medição (AMI)	18
2.4 Especificações Técnicas dos Medidores Inteligentes	19
2.5 Medição Eletromecânica Q	21
2.6 Medição Eletrônica em Múltiplos Quadrantes	25
3 Microrede	29
3.1 Introdução	29

3.2	Conceito e Estrutura	29
3.3	Problema da Elevada Penetração de Microgeração	33
3.4	Modos de Controle	34
3.4.1	Controle Inversor PQ	34
3.4.2	Controle Inversor Fonte de Tensão	36
3.4.3	Estratégias de controle combinada	38
3.4.4	Controle de Tensão/Potência Reativa e de Frequência/Potência Ativa	39
3.5	Operação em Single-master	41
3.6	Operação em Multi-master	42
3.7	Corte de Produção	43
	Considerações Finais	46
	Referências Bibliográficas	47

Introdução

Como sabemos, a energia elétrica é essencial para o ser humano e há séculos tem sido fator determinante no desenvolvimento técnico-econômico dos diversos países do mundo.

Desde a criação da primeira rede de energia elétrica, feita por *Nikola Tesla (1856 - 1943)* em 1888, o setor elétrico avançou bastante, as aplicações para tal setor nos dias atuais, provavelmente, superam muitas das expectativas mais otimistas realizadas na época em que se planejava sua distribuição. Novas tecnologias surgiram para facilitar tanto a gestão da geração quanto a distribuição dessa energia. No entanto, apesar de todo avanço ocorrido, não houve uma revolução no setor elétrico, tal como nas telecomunicações (telefones celulares, *smartphones*, etc.). Para que ocorra tal revolução é necessário a quebra de paradigmas e a efetiva inovação do setor.

Com o desenvolvimento de fontes renováveis de geração de energia, o interesse na qualidade da energia gerada e fornecida ao consumidor e as preocupações com as tarifas, estão motivando o setor elétrico a buscar novas soluções práticas que atendam os interesses de consumidores e produtores de energia elétrica. Uma solução, ainda alvo de pesquisas, é o conceito *Smart Grid* (ou redes inteligentes). Muitos países têm se dedicado a estudos sobre essa tecnologia com investimento de volumosos recursos, e alguns já iniciaram a instalação dessas redes, com destaque para, Estados Unidos, Japão e alguns países europeus [9].

Existem várias definições para o conceito de redes inteligentes, mas todas convergem para o uso de elementos digitais e de comunicação nas redes que transportam a energia. Esses elementos possibilitam o envio de uma gama de informações para os centros de controle, onde as mesmas são tratadas, auxiliando na operação e controle do sistema como um todo.

Para se colocar em prática tal conceito, algumas transformações devem ser levadas a cabo, como a modernização da infraestrutura, utilização de captura e processamento de dados, que são a essência da rede inteligente, e mudanças na forma de geração e comercialização da

energia.

Os primeiros passos para se ter alguma inteligência na rede advêm da medição eletrônica. Os medidores inteligentes são um dos componentes principais de todo o sistema. Eles são responsáveis pela grande parte das tarefas em uma rede inteligente, pois devem ser capazes de processar dados e enviar comandos para vários outros equipamentos, permitindo a integração de toda a cadeia de fornecimento.

Além de medir o consumo em intervalos programados, o medidor inteligente se utiliza de uma combinação de tecnologias, como sensores que funciona em tempo real, notificação de falta de suprimento e monitoramento da qualidade da energia.

Outra modificação introduzida pelo conceito de redes inteligentes é a possibilidade do usuário poder gerar sua própria energia, e poder comercializar o excedente que produz, o que é denominado de microgeração distribuída.

Contudo, uma elevada penetração de microgeração pode conduzir a problemas técnicos, nomeadamente sobretensões, semelhantes aos que ocorrem quando se verifica grande penetração de geração distribuída em redes de média tensão.

Neste trabalho iremos analisar o sistema elétrico se comportando em relação à microgeração. Assim como, as técnicas adotada nos medidores eletrônicos para que possam medir a energia ativa e reativa no sentido direto e reverso.

Objetivos

O objetivo deste trabalho é analisar a infraestrutura necessária para implementação de redes elétricas inteligentes, considerando a microgeração distribuída, quais são as formas de controle possíveis, para garantir a estabilidade do sistema, quando há uma grande penetração de microfones e como o medidor inteligente conseguirá perceber e registrar o fluxo de energia nos dois sentidos.

Capítulo 1

Smart Grid

1.1 Introdução Histórica

A primeira abordagem às “*Smart Grids*” realizou-se há mais de uma dezena de anos e tinha por objetivo apenas, a medição remota. Era a tecnologia AMR “*Automatic Meter Reading*”. Trazia a vantagem de substituir as leituras manuais, caras e ineficientes, evitando também a utilização de medidas estimadas, as quais não dão aos clientes a informação exata sobre o seu consumo.

A geração seguinte de equipamentos, correspondeu à tecnologia AMM - “*Automatic Meter Management*”, que além da medição remota, permitia ligar e desligar o fornecimento de energia e modificar a potência máxima disponibilizada ao cliente. A tecnologia AMM possibilita, igualmente, muitas vezes, a monitorizações das falhas e da qualidade da energia. No início de 2000, um projeto desenvolvido na Itália, chamado de *Telegestore Project*, previu a utilização de cerca de 27 milhões de medidores eletrônicos com capacidade para comunicação via PLC [9].

Porém, foi apenas em 2005 que o termo *Smart Grid* foi usado pela primeira vez em um artigo escrito por S. Massoud Amin e Bruce F. Wollenberg, publicado na revista IEEE P&E, com o título de “*Toward A Smart Grid*” [9].

A implementação da tecnologia *Smart Grid* no mercado americano foi impulsionada a partir de 2009, uma vez que o governo federal americano concedeu US\$ 3,4 bilhões para projetos de *Smart Grid* dentro do pacote de recuperação da economia. Para liderar o desenvolvimento do modelo americano de *Smart Grid*, o departamento de comércio americano designou o *National Institute of Standards and Technology (NIST)*.

Em termos nacionais, normas e regulamentações para redes inteligentes ainda não estão em vigor no Brasil, porém, o Ministério de Minas e Energia - (MME, 2010) criou um grupo de trabalho com o objetivo de “analisar e identificar ações necessárias para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para a implementação de um programa brasileiro de Rede Elétrica Inteligente - *Smart Grid*”, sob gestão da Secretária de Energia Elétrica (SEE).

1.2 Conceito, Motivadores e Desafios

O conceito *smart grid*, ou rede elétrica inteligente, difere de acordo com quem o define. Alguns especialistas focam o conceito mais na área de automação da rede, outros na cadeia de fornecimento de energia. Neste sentido, quando falamos em fornecimento de energia elétrica, pensamos logo em três setores: geração, transmissão e distribuição. De uma forma tradicional, imagina-se a eletricidade sendo gerada em grandes centrais produtoras de energia elétrica (especificamente as centrais térmicas, hídricas, de biomassa, entre outras), passando por extensas linhas de transmissão até chegar aos grandes centros de carga e depois sendo conduzida aos consumidores pelas empresas distribuidoras de energia elétricas.

Com o sistema *smart grid*, uma parcela considerável da geração de energia já estará próxima do centro da carga, ou mesmo sendo produzida pelo consumidor. Nesse caso, essas unidades geradoras de pequena potência, designadas por microgeradores, serão ligadas às redes de baixa tensão - BT. Não se propõe que a microgerações substitua as grandes usinas geradoras de energia, algo praticamente impossível, mas sim como complementares.

As fontes de energia limpa, como eólica e solar, são intermitentes. Por isso, sua integração à rede se torna complexa. Nesse ponto, as tecnologias que podem ser agregadas à rede são de fundamental importância para a introdução desse tipo de geração. E estamos falando não apenas de grandes parques geradores, mas também de microgerações, que poderão atender prédios, bairros ou mesmo pequenas cidades, sempre no sentido de complementar os grandes blocos de energia.

Essa integração deverá ser completa, possibilitado a participação de todos os agentes do setor.

Na figura 1.2 temos a representação da topologia de uma rede inteligente.

Como podemos ver na figura 1.2, o medidor inteligente irá interligar a casa ou ponto comercial ao restante da rede. O primeiro ponto de recepção desses dados será o concentrador.

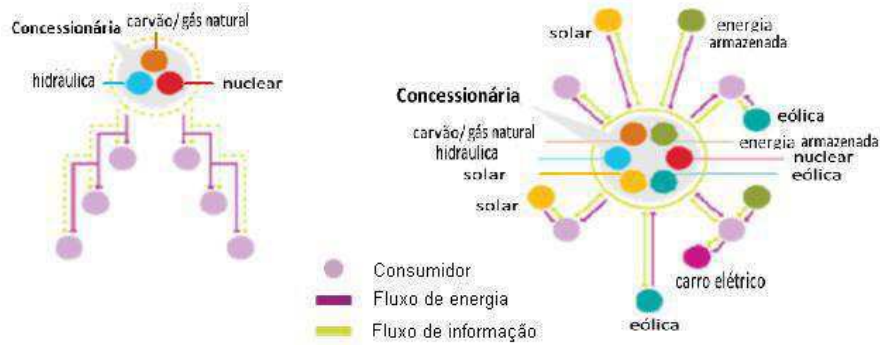


Figura 1.1: Conceito de integração *smart grid* [9]

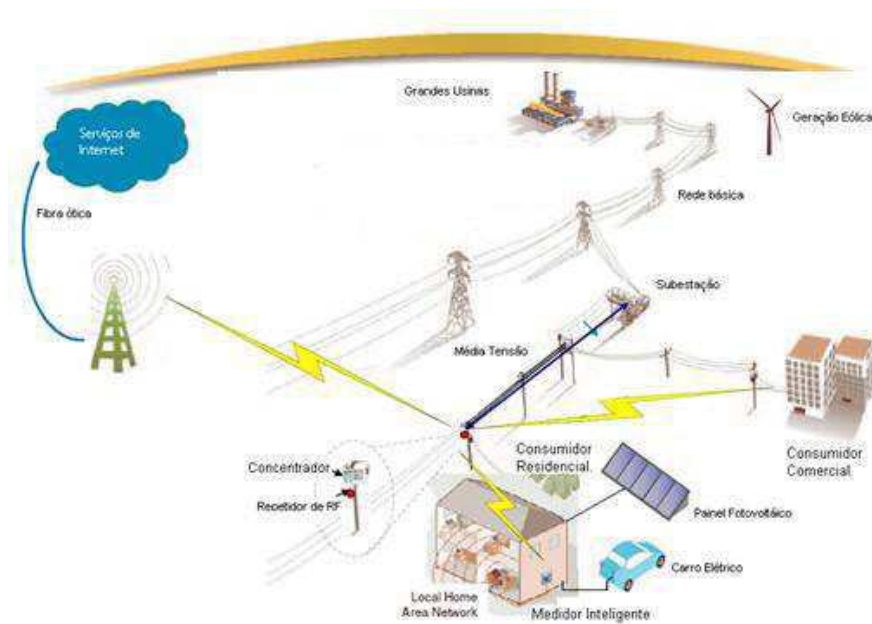


Figura 1.2: Topologia de rede inteligente [9]

Ele pode receber informações de um grande número de medidores e, então, enviá-las para pontos de retransmissão como torres, e destas, para subestações ou outros pontos, para depois serem transmitidos para os centros de controle da distribuição.

Fontes de energia poderão ser conectadas às redes, como o veículo híbrido *plugin* e os painéis fotovoltaicos. Com isso, além de suprir a demanda do consumidor, o excedente poderá ser ofertado ao sistema.

Nas residências será criada uma rede doméstica centrada no medidor, onde vários serviços poderão ser oferecidos e haverá um novo relacionamento entre cliente e concessionária, bem como uma nova relação entre o consumidor e seu uso da energia.

Na figura 1.3, podemos observar um esquema de como podem interagir diferentes equipa-

mentos dentro desse novo conceito.

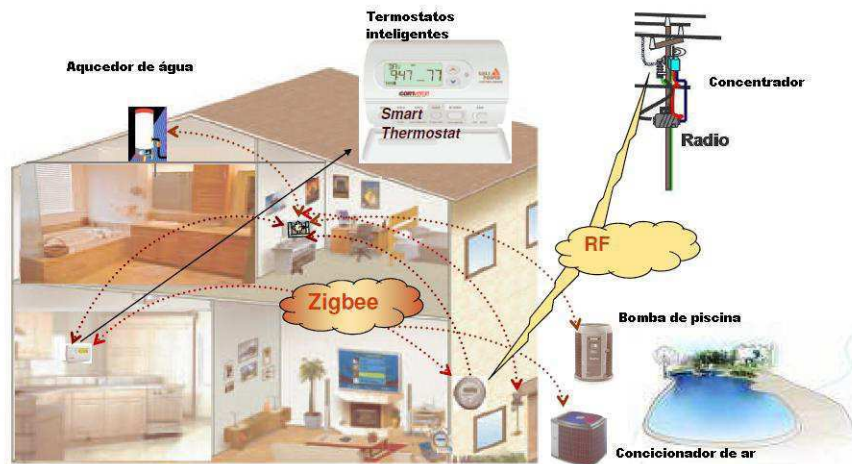


Figura 1.3: Rede inteligente dentro das residências [9]

Para padronizar os protocolos de comunicação, geralmente, tem-se usado a tecnologia *ZigBee*. Todo equipamento com esse tipo de conexão poderá se comunicar com o medidor, transmitindo e recebendo informações.

No entanto, independentemente do conceito adotado, o fato é que as concessionárias precisam lidar com desafios do presente e do futuro, tais como:

- A inevitável penetração de novas fontes de geração e armazenamento de energia.
- A potencial mudança do perfil do cliente de energia elétrica, por exemplo, o advento de consumidores móveis de energia (veículos elétricos e híbridos recarregáveis).
- A necessidade de lidar com a bidirecionalidade energética e de informação, em tempo real, relacionada a tais tecnologias.
- A adequação a metas ligadas à sustentabilidade do planeta e à tendência de cidades e habitats inteligentes.
- A gestão otimizada do crescimento significativo da carga que acontece anualmente.
- A resposta à crescente expectativa dos clientes em relação à qualidade do fornecimento de energia.
- A necessidade de redução de custos operacionais, como, por exemplo, aqueles relativos a perdas e inadimplência.

- A tendência de competição no mercado de energia elétrica direta ou indiretamente.

Apesar de identificar diferentes iniciativas em vários países e concluir que o tema *smart grid* se mostra como uma forte tendência mundial, os motivadores que levam cada país a investir nesta tendência são diferentes, conforme mostra a figura 1.4. De um modo geral, a Europa investe como uma ação para a redução de emissões. Os EUA, por sua vez, foca na melhoria da eficácia da rede, e a Ásia e Pacífico como uma ferramenta que possibilita ações para uma melhoria no atendimento à demanda e a busca por um mercado tecnológico emergente.



Figura 1.4: Motivadores regionais das *smarts grids* [10]

No que concerne ao Brasil, a melhoria de qualidade do serviço de energia e a redução de perdas está entre os motivadores principais do país para investir em *smart grid*.

A medição inteligente de energia contribui efetivamente para a solução de grande parte dos desafios citados e é essencial para viabilizar as redes elétricas inteligentes. Por essa razão, enquanto implementações massificadas de sistemas *smart metering* já são uma realidade em diversos países do mundo, a grande maioria das implementações efetivas de *smart grid* estão em fase de pesquisa e projetos piloto (pequena e média escala), com destaque para os Estados Unidos e alguns países europeus.

A implantação das redes elétricas inteligentes representa, antes de tudo, uma mudança de paradigma na forma de lidar com os sistemas de distribuição. A introdução de medidores inteligentes de energia elétrica, de sistemas de automação de redes de distribuição capazes de informar seus dados e atuar automaticamente de forma coordenada, de medição e controle de geradores distribuídos, de controle de cargas até níveis de baixa tensão, entre outras funcionalidades, fornece uma imensidão de novas informações à distribuidora, o que possibilita grandes avanços em termo de monitoramento, planejamento, operação e manutenção das redes. Esses novos sistemas geram a necessidade de se repensar a estrutura de gestão do sistema de

distribuição, o que representa um salto gigantesco e, ao mesmo tempo, um imenso desafio.

1.3 Smart Metering

Os processos de medição em uma rede elétrica inteligente dependem de uma plataforma que permita que os dados de medição sejam coletados ao mesmo tempo em que todos os demais dispositivos, inclusive os de interação com o consumidor, utilizem uma infraestrutura inteligente. Uma infraestrutura hierarquicamente organizada permite que, em cada nível, as comunicações operem de forma concorrente com os demais níveis. Em cada nível, em vez de trabalhar com o conceito de varredura (*polling*), sugere-se que a infraestrutura criada permita que cada elemento possua sua própria agenda de trabalho e, dessa forma, faça uso da característica concorrente da comunicação intranível e envie, de maneira cíclica, dados para os níveis superiores e inferiores.

O medidor, por exemplo, poderia enviar dados de maneira cíclica para o *display* do consumidor, respeitando as definições metrológicas de atualização, uma vez por minuto e quatro vezes ao dia enviar dados para processamento na distribuidora.

Quando se fala de *smart metering* é inevitável não mencionarmos os medidores inteligentes, pois estes são componentes principais de todo o sistema de medição. Além disso, eles são os responsáveis pela maioria das tarefas em uma rede inteligente. Capaz de processar dados e enviar comandos para vários outros equipamentos, permitindo a integração de toda a cadeia de fornecimento.

Além de medir o consumo em intervalos programados, os medidores inteligentes se utilizam de uma combinação de tecnologias, como sensores de tempo real, notificação de falta de suprimento e monitoramento da qualidade da energia.

Uma de suas maiores vantagens é que eles possuem comunicação bidirecional, podendo receber e enviar dados. Várias tecnologias podem ser usadas para tal, como *ZigBee*, *PLC*, *rede Mesh*, *GRPS*, entre outras.

1.4 Sistemas de Comunicação

O sistema de comunicação é um dos pilares para o desenvolvimento das redes inteligentes, uma infraestrutura de comunicação adequada garante o sucesso ou insucesso do projeto *smart grid*. Inúmeras tecnologias estão disponíveis no mercado para a transmissão de dados entre a unidade consumidora e os centros de operação das concessionárias. A escolha deverá se basear na necessidade de confiabilidade, segurança e disponibilidade de cada serviço oferecido.

O tipo de operação a ser executada também é outro quesito que vai pesar na escolha desse serviço. Aqueles considerados críticos, como controle e operação de chaves deverão exigir uma infraestrutura mais robusta e disponível, sem apresentar gargalos de transmissão e com resposta rápida e eficiente. Outras operações, como leituras, poderão utilizar sistemas públicos, nos quais não há urgência de obtenção dos dados.

Podemos observar quatro camadas na área de telecomunicações: *HAN - Home Area Network*, *LAN - Local Area Network*, *RAN - Regional Area Network* e *WAN - Wide Area Network*. Cada uma correspondendo a um trecho no qual as informações deverão trafegar. Por causa disso, vislumbram-se algumas necessidades como: prioridade, disponibilidade, latência, conectividade, segurança e custo de um sistema próprio.

1.5 Cenário Smart Grid

A plena implantação e integração do sistema *smarts grids* nas redes de energia elétrica é um processo gradual e em desenvolvimento no mundo. Com o intuito de analisar os impactos decorrentes das inovações com o uso das redes inteligentes, diversos projetos pilotos e demonstrativos em estágios iniciais têm sido desenvolvidos por entidades governamentais, empresariais e de pesquisa em vários países.

A entidade *Energy Retail Association* do Reino Unido tem mantido atualizado um mapa que cataloga mais de 250 projetos relacionados a redes elétricas inteligentes. A figura 1.5 ilustra o mapa contendo os principais projetos *smarts grids* no mundo [ENERGY UK, 2012].

Em 2010 existiam cerca de 90 projetos pilotos de redes elétricas inteligentes no mundo (WEF, 2010). Segundo a *European Commission* (2011b), até 2011 foram catalogados 219 projetos relacionados a *smart grid* na Europa. Observou-se que na maioria destes projetos há o domínio de desenvolvimento de infraestrutura e de serviços avançados em medição inteligente.



Figura 1.5: Mapa dos projetos *smarts grids* no mundo [10]

(Fonte: ENERGY UK, 2012)

1.5.1 Internacional

Atualmente, as redes elétricas inteligentes e seus componentes são uns dos temas de maior discussão no cenário internacional, sendo que diferentes iniciativas vêm sendo adotadas, com variações encontradas até mesmo entre distribuidoras de um mesmo país. Isso ocorre no mercado americano, por exemplo, onde a estrutura de distribuição de energia e a regulação diferem bastante do padrão brasileiro.

Nos Estados Unidos, as distribuidoras são divididas por município ou por região, e estão sujeitas às agências reguladoras estaduais. Uma vez que cada distribuidora está livre para escolher a sua tecnologia e seus fornecedores, as aplicações de redes elétricas inteligentes variam bastante em termos de soluções.

Mediante o “*American Recovery Reinvestment Act*”, lançado em 2009, o governo americano tem alocado recursos para a modernização da rede elétrica nacional por meio de dois programas: “*Smart Grid Investment Grant*”(SGIG) e o “*Smart Grid Demonstration Program*”(SGDP). A infraestrutura de medição dos consumidores e os desenvolvimentos dos sistemas elétricos de transmissão, de distribuição e de armazenamento são contemplados pelos programas americanos. Alguns países têm desenvolvido seus programas com base no modelo americano, como é o caso da Coreia do Sul, Austrália, do Canadá, da Inglaterra e da Itália, ao passo que outros países desenvolvem suas própria metodologias e programas, de acordo com suas particularidades.

O mercado europeu também tem focado com bastante ênfase os sistemas de geração renovável em seus programas de redes elétricas inteligentes. Mais de 27 países da União Europeia (UE) têm desenvolvido ações de incentivo à redes inteligentes de energia para renovar e expandir os sistemas elétricos de geração, transmissão e distribuição nacionais. Em termos de medição inteligente, destaca-se a iniciativa da italiana ENEL, que, juntamente com sua subsidiária espanhola Endesa, já implantou mais de trinta milhões de medidores na Itália e pretende implantar outros milhões de medidores em seus mercados, em termos de geração solar a Alemanha vem se destacando, atingindo, em 2010, uma capacidade instalada de 17,3 GW com base [BSW, 2011]. Tal como ocorre nos Estados Unidos, por motivos diversos, praticamente todos os principais países europeus estão implementando de forma massificada projetos de *smart metering* ou *smart grid*.

A Tabela 2 lista os principais investimentos federais e privados no mundo em 2010 e as estimativas para os próximos anos.

Tabela 1.1: Principais investimentos federais e privados no mundo, em 2010, e estimativas para os próximos anos

País	Investimentos federais	Estimativas de investimentos federais e privados
Austrália	US\$ 360 milhões	US\$ 240 bilhões (até 2030)
China	US\$ 7,3 bilhões	US\$ 100 bilhões (2011 - 2016)
Coréia do Sul	US\$ 824 milhões	US\$ 24 a 30 bilhões (até 2030)
EUA	US\$ 7,09 bilhões	US\$ 1,5 trilhões (até 2030)
Japão	US\$ 849 milhões	US\$ 1,7 trilhões (até 2030)
União Europeia	US\$ 1,76 bilhões	US\$ 1,88 trilhões (até 2030)

(Fontes: IEA, 2011a; EUROPEAN COMMISSION, 2011b e ZPRYME, 2012)

Observa-se que até o ano de 2010, China, EUA e os países da UE realizaram os maiores investimentos em ações de desenvolvimento em redes inteligentes, totalizando mais de US\$ 16 bilhões. Para as próximas duas décadas, estima-se que UE, Japão e EUA serão os países com as maiores quantias investidas para a implantação das redes inteligentes de energia nos seus respectivos territórios. Tais países serão acompanhados pelos investimentos nacionais dos países em desenvolvimento, como a China, Índia e Brasil, com projetos e implantações consideráveis para as modernizações das respectivas redes elétricas.

No primeiro semestre de 2011, a empresa *Innovation Observatory* divulgou o relatório “*Smart Grid Technology Investment: Forecasts for 2010-2030*” com estudos sobre os investi-

mentos mundiais nas tecnologias de redes elétricas inteligentes previstos para o período de 2010 a 2030 [INNOVATION OBSERVATORY LTD, 2011]. Segundo o estudo, estima-se que, neste período, os EUA investirão cerca de US\$ 60 bilhões para realizar a implantação massiva de redes inteligentes. Acredita-se que a China será o mercado de maior investimento em 2016, ultrapassando os EUA, com uma meta de instalação de mais de 360 milhões de medidores inteligentes até 2030.

Na referida pesquisa, foram considerados os desenvolvimentos relacionados com a automação da rede, a infraestrutura de comunicações, serviços de TI, sistemas e *hardware*, integração de sistemas e redes de área local, equipamentos, além de medidores inteligentes.

1.5.2 Nacional

Assim como os países citados, o Brasil possui diferentes iniciativas desde projetos de PD&I a patentes nacionais. Os projetos de pesquisa e desenvolvimento na área de redes elétricas inteligentes que estão sendo realizados pelas parcerias entre as concessionárias de energia elétrica, as universidades, os laboratórios e as empresas fabricantes têm sido importantes para a avaliação da capacidade e dos benefícios decorrentes da implantação das redes inteligentes no Brasil.

Segundo informações da ANEEL, até o período de 2011 constam 178 projetos que somam investimentos de aproximadamente R\$ 411,3 milhões, sendo recursos provenientes das empresas executoras e das parcerias.

A figura 1.6 ilustra a distribuição regional e estadual dos projetos na área de redes elétricas inteligentes catalogados pela ANEEL. A figura 1.7 apresenta os custos totais em R\$ milhões por região dos projetos na área de redes elétricas inteligentes catalogados pela ANEEL. A concentração de recursos e número de projetos é muito elevada na região sudeste do país.

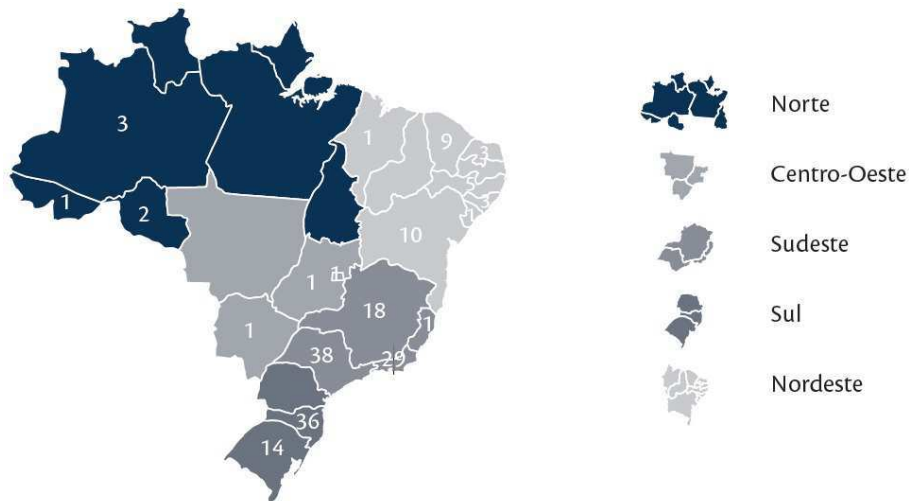


Figura 1.6: Distribuição regional dos projetos catalogados pela ANEEL [10]

(Fonte: Elaborado com base nos dados da ANEEL)

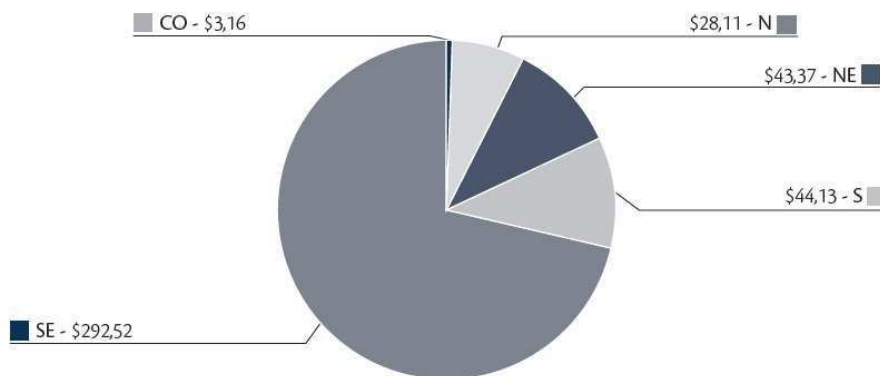


Figura 1.7: Custos totais, em R\$ milhões, por região, dos projetos catalogados pela ANEEL [10]

(Fonte: Elaborado com base nos dados da ANEEL)

Várias concessionárias de energia elétrica vêm investindo desde P&D até projetos pilotos de teste no tema redes elétricas inteligentes. A EDP Bandeirante Energia S/A, *Projeto Inov-City (EDP Bandeirante)*, foi a primeira a testar a rede inteligente em Aparecida do Norte/SP e instalou 13 mil medidores, a CEMIG Distribuição S/A, *Projeto Cidades do Futuro (CEMIG)*, instalará 8 mil medidores até 2014 em Sete Lagoas/ MG e a AES Eletropaulo, maior concessionária de energia do Brasil, lançou seu projeto de rede elétrica inteligente, *Projeto Smart Grid (AES Eletropaulo)*, oficializando o começo do primeiro grande teste da tecnologia no país, esse projeto irá modificar os medidores de 60 mil consumidores até 2015 em Barueri/SP.

As universidades federais brasileiras são tradicionalmente os centros de pesquisa de maior relevância do país. Os projetos de pesquisa desenvolvidos por elas, normalmente, são financi-

ados por órgãos federais ou estaduais e, em geral, em parceria com empresas interessadas em certas linhas de pesquisa para o desenvolvimento de soluções e produtos.

A figura 1.8 mostra os Estados e a distribuição regional onde universidades e centros de pesquisa estão com projetos relacionados a redes elétricas inteligentes no Brasil.

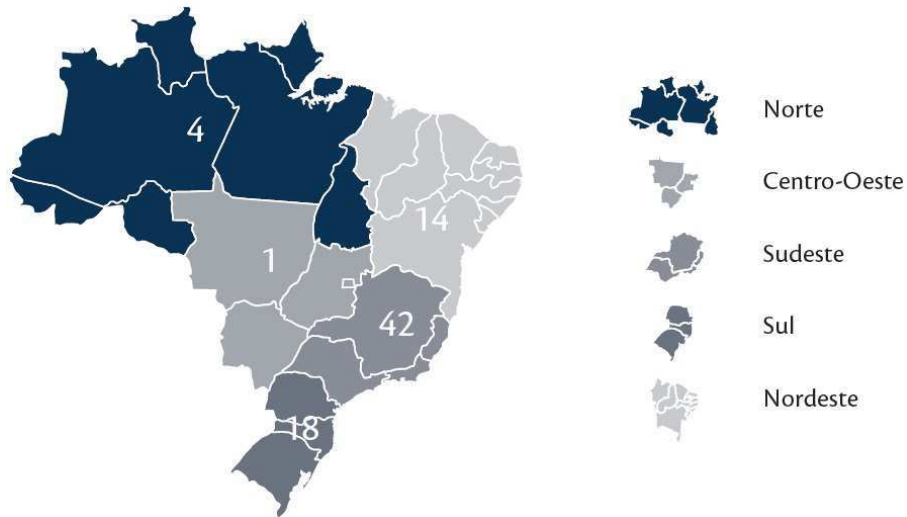


Figura 1.8: Mapa de universidades e centros de pesquisa com projetos relacionados a redes elétricas inteligentes [10]

Capítulo 2

Medidores Inteligentes

2.1 Introdução

Os medidores inteligentes são uns dos componentes principais e um dos maiores motivadores do desenvolvimento das redes elétricas inteligentes, sendo que, não raro, os conceitos são confundidos.

O sistema de medição inteligente é apenas um dos diversos sistemas que integram o conceito de *smart grids*. Entretanto, usualmente, o sistema de medição inteligente aparece com grande destaque nos projetos de redes elétricas inteligentes em decorrência de alguns fatores que impactam, de forma intensa, as operações das concessionárias, tanto no tocante a benefícios quanto a custos agregados.

A instalação de uma sólida rede de infraestrutura avançada de medição traz como consequência direta a instalação de grande parte do sistema de comunicação necessária para a composição dos sistemas de redes elétricas inteligentes. Dessa forma, medidores são, geralmente, viabilizadores técnico-econômicos naturais das redes elétricas inteligentes.

2.2 Medidor Eletrônico de Energia Elétrica

Os medidores inteligentes de energia elétrica surgiram como uma evolução natural dos medidores eletrônicos de energia elétrica com comunicação remota (medição avançada de energia). Desse modo, a compreensão do funcionamento de um medidor eletrônico é uma premissa para o entendimento das funcionalidades de um medidor inteligente. O diagrama em blocos da

estrutura básica de um medidor eletrônico é mostrado na figura 2.1.

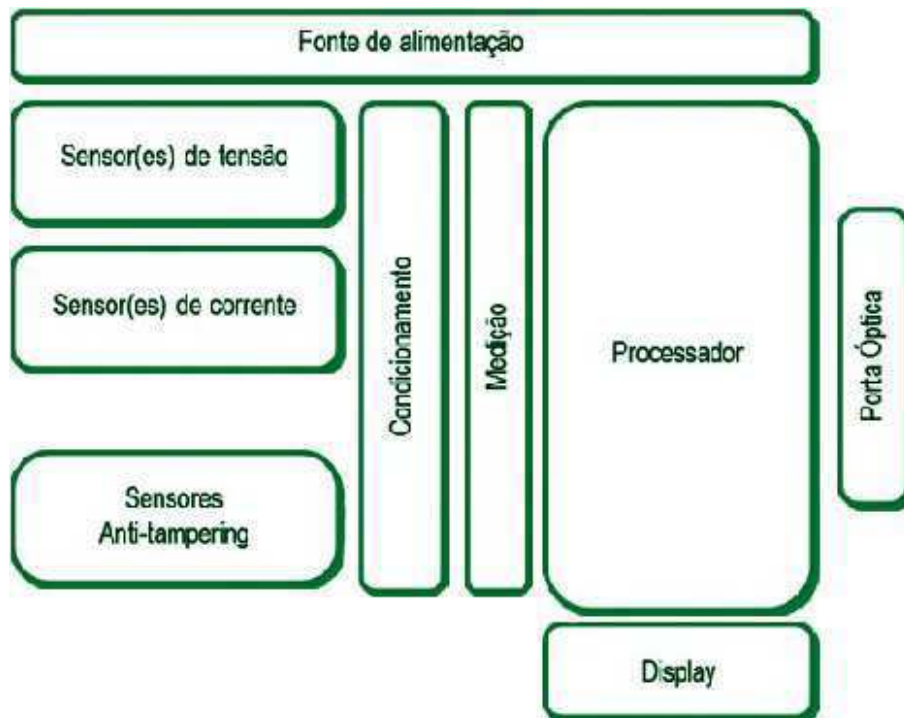


Figura 2.1: Diagrama em blocos genérico de um medidor eletrônico de energia elétrica [1]

Medidores eletrônicos de energia elétrica utilizam como base de transdução sensores de tensão e corrente, que geram sinais de pequena amplitude, quando comparadas com os sinais originais, que servem de referência dessas grandezas para o subsequente processo de digitalização, posterior cálculo metrológico e efetivo registro do consumo de energia.

Transdutores de tensão são usualmente formados de divisores resistivos compostos de resistores de precisão. Nos transdutores de corrente, usualmente utilizados resistores shunt, transformadores de corrente ou sensores de efeito *hall* [5]. Essa solução, contudo, exige também a utilização de circuitos de proteção contra surtos de tensão, uma vez que os diversos resistores propagam para os circuitos adjacentes qualquer variação de tensão que eventualmente possa ocorrer na rede elétrica, o que pode comprometer os circuitos de condicionamento ou aquisição de sinais. Normalmente, essa proteção é composta de varistores posicionados na entrada do circuitos de aquisição de tensão.

Posteriormente, os sinais de tensão e corrente são condicionados, de forma a adquirir magnitude compatível com os circuitos de digitalização utilizados nos circuitos de processamento do medidor. Assim, esses sinais são digitalizados e enviados ao componente responsável pela computação dos cálculos metrológicos do medidor.

Existem diferentes abordagens construtivas para a solução de cálculo e gerenciamento do medidor eletrônico. Usualmente, os modelos de mais baixo custo utilizam apenas uma unidade de processamento, microcontrolador ou processador digital de sinais (*Digital Signal Processor - DSP*) para realizar todas as funções do medidor. Já os modelos mais complexos utilizam em sua construção um *chip* específico para os cálculos de funções metrológicas e um microcontrolador para realizar as demais funções, como o gerenciamento de comunicação, memórias e funções antifraude e interface humano-computador (IHC).

Os modelos mais avançados também agregam uma porta de comunicação serial, utilizando protocolo de comunicação local. Essa porta possibilita a leitura instantânea dos dados gerados pelo medidor, além da configuração de parâmetros. Normalmente, apenas os medidores eletrônicos mais avançados apresentam essa porta de comunicação, uma vez que ela agrega custo ao medidor.

Na figura 2.2 temos um diagrama de bloco simplificado representado três funções típicas do medidor eletrônico. A tensão e corrente de entrada dos transformadores de instrumentação são primeiramente reduzidos para valores adequados. Estes sinais são enviados para os conversores analógicos - digitais apropriados e multiplicadores digitais, onde são convertidos em energia e registrado o consumo da mesma. A energia é convertida em um trem de pulsos, que é passada para um registrador eletrônico para posterior processamento, armazenamento e exibição.

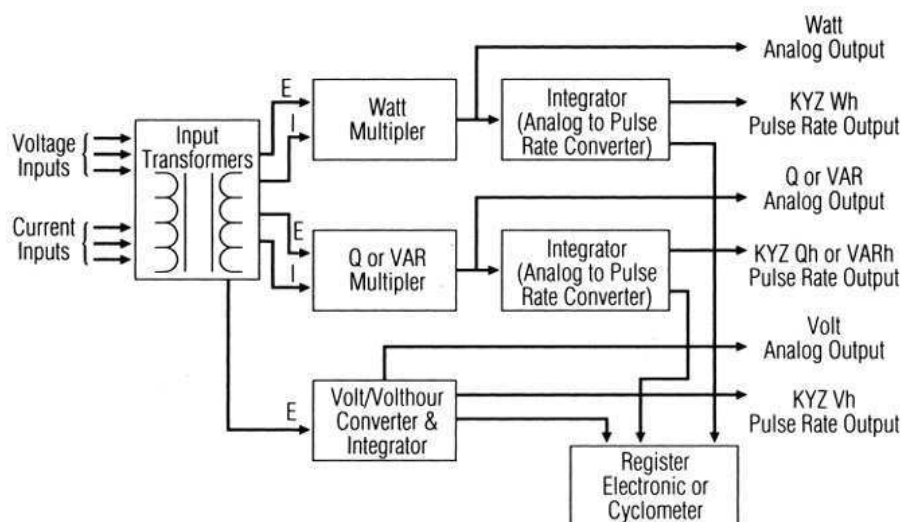


Figura 2.2: Diagrama de bloco de três funções de um medidor [5]

Com o desenvolvimento dos medidores eletrônicos vieram nova gama de possibilidades de aplicações nessa área. Uma vez que um medidor tornou-se um dispositivo eletrônico, dotado de um sistema de processamento local, é esperado que novas funcionalidades sejam agregadas.

Entre essas novas funcionalidades, uma das primeiras a serem visualizadas foi a adição de um sistema de comunicação nos medidores para realização de leituras remotas dos dados. Essa funcionalidade é conhecida como leitura automática de medidores (*Automatic Meter Reading - AMR*).

A adição da função de leitura automática soluciona vários problemas operacionais, como, por exemplo, a leitura de medidores instalados em locais de difícil acesso, com acesso restrito e em regiões distantes, em que o custo da leitura do medidor pode ultrapassar o valor da energia faturada.

2.3 Infraestrutura Avançada de Medição (AMI)

A concepção dos sistemas AMR adicionou uma importante funcionalidade aos sistemas de medição de energia. Por outro lado, ficou evidente que ainda havia uma gama de possibilidades inexploradas nesses sistemas. A troca dos módulos de comunicação adotados nos medidores, (de unidirecionais para bidirecionais, por exemplo), já possibilita uma série de novas funções no próprio medidor e abre um canal direto de comunicação entre a concessionária e seus consumidores. Essa é uma das filosofias dos sistemas de infraestrutura avançada de medição (*Advanced Metering Infrastructure - AMI*).

A infraestrutura avançada de medição inclui novas redes de comunicação aliadas a sistemas de banco de dados e sistemas de gerenciamento de dados de medição. Essa infraestrutura também prevê um centro de medição, em que todo o sistema é monitorado de forma *on-line*.

A comunicação bidirecional de dados do sistemas *AMI* pode ser utilizada para diversos propósitos que incluem alteração *on-line* de postos tarifários¹, envio de mensagens para o consumidor. Além disso, a concessionária abre um canal adicional de serviço, pois medidores *AMI* podem ser utilizados também para gerenciar outros dispositivos localmente. Por exemplo, suportados por uma estrutura tarifária específica, tais dispositivos podem monitorar e controlar sistemas de geração distribuída e de gestão pelo lado da demanda.

¹Período de tempo em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia.

2.4 Especificações Técnicas dos Medidores Inteligentes

O conceito de medidor inteligente de energia, apesar de bastante utilizado pelo mercado, ainda é muito controverso. No sentido de especificar as funcionalidades que determinam uma linha de corte entre medidores eletrônicos convencionais e medidores inteligentes. Visando padronizar e definir requisitos mínimos para estes, a ANEEL lançou a Audiência Pública número 43/2012 [Brasília, 2010a] em que propôs a discussão das seguintes funcionalidades mínimas para os medidores eletrônicos inteligentes:

- Medir o valor eficaz instantâneo de tensão.
- Medir a energia ativa.
- Medir a energia reativa indutiva, considerando apenas a frequência nominal.
- Possuir relé para ações remotas de corte e de religamento.
- Computar os valores de demanda ativa e reativa, porém, sem tarifação binômica para consumidores do grupo B².
- Calcular os índices de qualidade do fornecimento DIC, FIC, DMIC, DRP e DRC.
- Possuir no mínimo quatro postos horários para tarifas horosazonais.
- Possuir módulo de comunicação bidirecional.
- Comunicar-se utilizando protocolo de comunicação público.

Além dessas funções, também podem ser encontradas funções adicionais, específicas para alguns mercados e aplicações, como, por exemplo, sistemas avançados de detecção de fraude, o que inclui o medidor e o circuito elétrico ao qual ele está conectado; pré-pagamento e sistemas avançados de segurança da informação, com a adição de algoritmos de certificação digital [1].

Quando tratamos de microgeração distribuída, onde o consumidor pode ser, simultaneamente, produtor da energia excedente. Necessita-se que o medidor inteligente consiga efetuar a medição de energia ativa e reativa tanto no sentido direto como no reverso, isto é possível quando o medidor provê função de medição em quatro quadrantes. Este tipo de medição será discutido nas próximas seções.

²Classificação da ANEEL de classes de consumidores atendidos por tensões abaixo de 1kV

É necessário destacar o fato que é esperado que os medidores inteligentes apresentem a mesma vida útil especificada para os medidores eletrônicos de energia. Assim, seus componentes devem ser projetados para que durem o tempo especificado (geralmente quinze anos, podendo ser estender para até vinte anos em alguns mercados especificados).

Comparado com o medidor eletrônico comum, e de acordo com suas funcionalidades avançadas, o diagrama em blocos de um medidor inteligente pode ser descrito conforme a figura 2.3.

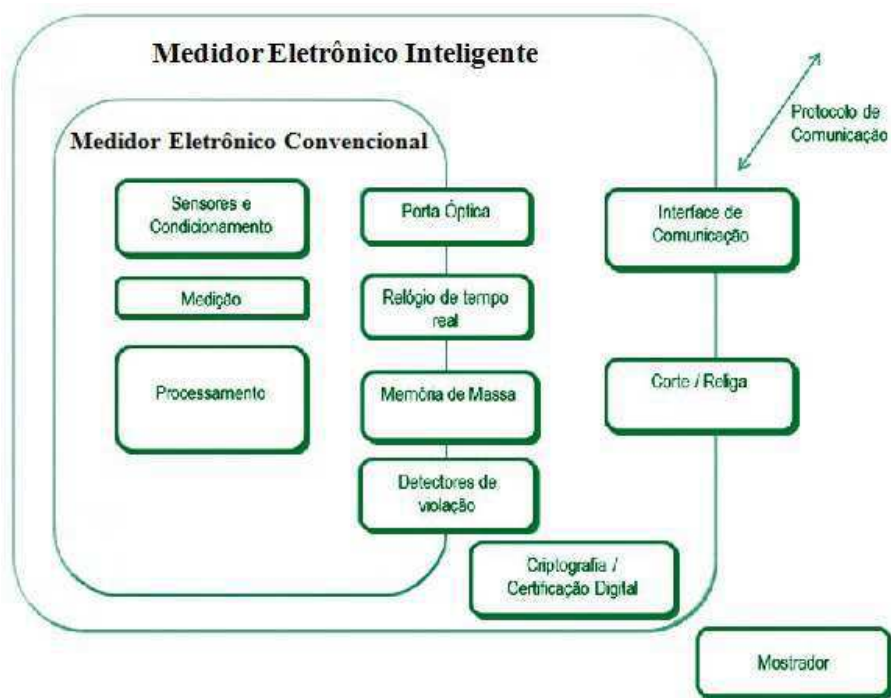


Figura 2.3: Diagrama em blocos das partes componentes dos medidores eletrônicos convencional e inteligente [1]

Os quatro blocos - porta óptica, relógio de tempo real, memória de massa e os detectores de violação - são componentes comuns para os medidores eletrônicos convencionais e para os medidores inteligentes, conforme a figura 2.3.

Esses blocos componentes estão dispostos dessa forma dessa forma porque são comumente encontrados em medidores eletrônicos mais avançados, destinados à medição de grande consumidores. Entretanto, no que diz respeito às funcionalidades requeridos para os medidores inteligentes, esses blocos também são necessários mesmo para consumidores residenciais com relativa baixa carga.

Desses blocos, o relógio de tempo real é essencial por agregar as funções de controle das entradas dos horários das diferentes tarifas, data de fechamento de fatura, etc.

Os detectores de violação, como o próprio nome diz, são projetados para detectar tentativas de fraude nos medidores. Apesar de seu objetivo ser bastante claro, sua operação é muito complexa, frente à variedade de possibilidades de violações e fraudes tanto no medidor em si quanto no circuito elétrico ao qual ele está conectado. Assim, esses detectores podem ser desde simples sensores de abertura de caixa até sensores de variações de carga que verificam ligações irregulares de cargas à rede, em *by-pass* ao medidor.

2.5 Medição Eletromecânica Q

Quando deslocamos a tensão no medidor *watthour* por 90° produzimos uma quantidade *VARs*. No entanto, ao deslocar a tensão com qualquer ângulo diferente de 0° ou 90° , o torque sobre o medidor não será proporcional à *Watts* ou *VARs*, mas será proporcional a alguma quantidade chamada Q.

A partir da figura 2.4 podemos tirar as seguintes relações:

$$Watts = E_w I \cos \theta$$

$$VARs = E_w I \sin \theta$$

$$Q = E_Q I \cos(\phi - \theta)$$

$$|E_Q| = |E_w|$$

Expandindo a equação:

$$Q = E_Q I \cos(\phi - \theta)$$

$$Q = E_Q I \cos \phi \cos \theta + E_Q I \sin \phi \sin \theta$$

Uma vez que $|E_Q| = |E_w|$

$$Q = (E_w I \cos \theta) \cos \phi + (E_w I \sin \theta) \sin \phi$$

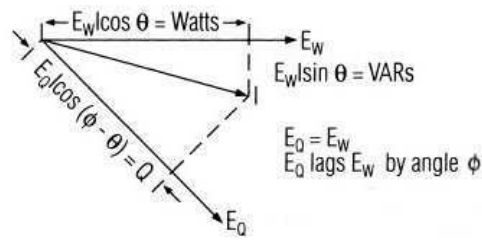


Figura 2.4: Relação vetorial para medição Q -hour [5].

$$Q = (\text{Watts}) \cos \phi + (\text{VARs}) \sin \phi$$

Rearranjando os termos:

$$(\text{VARs}) \sin \phi = Q - (\text{Watts}) \cos \phi$$

$$(\text{VARs}) = Q / \sin \phi - (\text{Watts}) \cos \phi / \sin \phi$$

mas,

$$\cos \phi / \sin \phi = 1 / \tan \phi$$

então,

$$\text{VARs} = Q / \sin \phi - \text{Watts} / \tan \phi \quad (2.1)$$

Esta é a expressão geral que relaciona $Watts$, $VARs$ e Q para qualquer ângulo de atraso ϕ .

Apesar de qualquer ângulo de defasamento poder ser, teoricamente, obtido por um transformador de mudança de fase, seria desejável deixar o equipamento o mais simples possível, eliminando as peças desnecessárias. Felizmente, o ângulo apropriado de defasagem 60° está prontamente disponível tanto para três condutores, quanto para quatro condutores, no circuito trifásico, pelo simples recurso de faseamento oposto (*cross phasing*). Um ângulo 60° de atraso irá resultar no medidor Q -hour um torque para qualquer ângulo com fator de potência entre 150° (86.7% fp) atrasado e 30° (86.7% fp) adiantado. As figuras 2.5 e 2.6 ilustram como um deslocamento de fase 60° na tensão pode ser obtido por faseamento oposto, tanto em quatro condutores como em três, ligado em Y e Δ , respectivamente, no circuito trifásico.

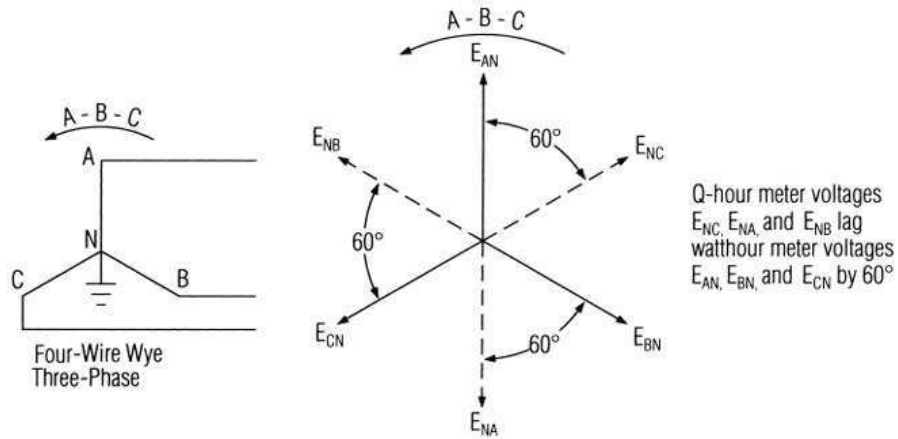


Figura 2.5: Deslocamento de fase de 60° a partir do sistema Y trifásico de quatro condutores [5]

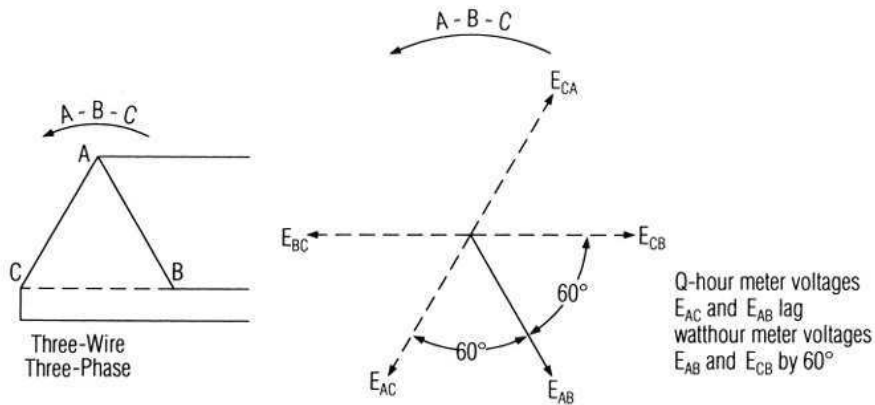


Figura 2.6: Deslocamento de fase de 60° a partir do sistema Δ trifásico de três condutores [5]

Usando o ângulo de atraso 60°, a expressão geral para VARs, desenvolvida anteriormente pode ser escrita de forma há não referenciar as funções trigonométricas.

Substituindo os valores para sin 60° e tan 60° na expressão geral (2.1), dará:

$$VARs = Q/\sqrt{\frac{3}{2}} - Watts/\sqrt{3}$$

fazendo algumas manipulações matemáticas, temos:

$$VARs = \frac{2Q - Watts}{\sqrt{3}} \tag{2.2}$$

Na figura 2.7 observamos as relações existentes entre os fasores, quando a tensão E_Q for defasada de 60° em relação à tensão E_W .

Observou-se anteriormente que o medidor *Q-hour* mede tanto *VARhours* atrasado como *VARhours* adiantado sobre um intervalo especificado, os limites são estabelecidos pelos graus de defasagem das tensões no medidor *Q-hour*. A figura 2.8 mostra a faixa útil do medidor *Q-hour* usando um defasamento de 60° na tensão. Podemos notar, a partir da figura 2.8, que existe um torque em relação ao medidor *Q-hour* a partir de um ângulo de 90° com fp em atraso a um ângulo de 30° com fp adiantado.

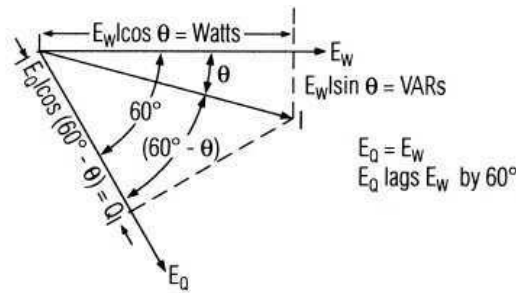


Figura 2.7: Tensão E_Q defasada de 60° da tensão E_W [5]

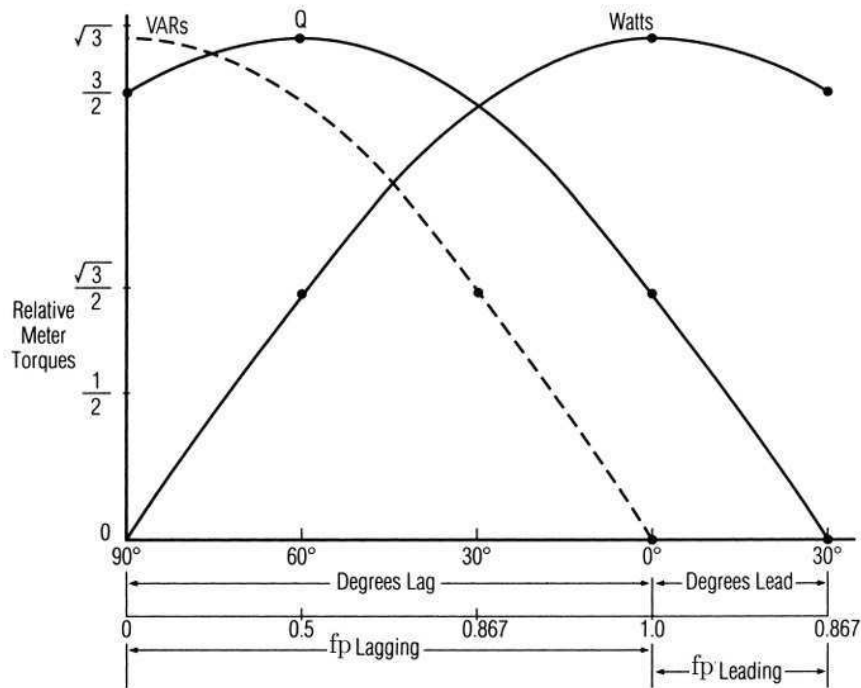


Figura 2.8: Faixa útil do medidor *Q-hour* com 60 ° atrasado da tensão [5]

As medições relativas (torques) para o medidor *watthour* e o ângulo do fator de potência correspondente, também são mostrados. Nota-se que o medidor *watthour* também tem o torque sobre fp em uma faixa equivalente à do medidor *Q-hour*. Se o medidor *Q-hour* consiste em proporcionar medição tanto para fator de potência atrasado como adiantado, como a distinção entre *VARhours* atrasado e adiantado seria feita quando o medidor indicar leituras positivas

(*forword*) para ambos? Na figura 2.8 percebemos que $VARs$ pode ser positivo entre 0° e 90° com fator de potência atrasado. As relações abaixo podem ser utilizados para determinar se $VARs$ é capacitivo ou indutivo.

- Se $(2Q - Watts)$ for positivo, fp está atrasado.
- Se $(2Q - Watts)$ for zero, fp será 1.0.
- Se $(2Q - Watts)$ for negativo, fp está adiantado.

Outras relações serão:

- Se $Q/W > 0,5$, fp está atrasado.
- Se $Q/W = 0,5$, fp será 1.0.
- Se $Q/W < 0,5$, fp está adiantado.

Quando os fatores de potência estão adiantado mais de 30° (86.7% fp), e atrasado de 60° do medidor $Q-hour$ não pode ser utilizado porque inverte a esse ponto. Em tais casos, qualquer medidor $Q-hour$ devera ser defasado por um ângulo apropriado menor de 60° , ou então, será necessário medir os reativos e indutivos separados. Além disso, nas áreas onde o fluxo de energia pode ser em qualquer direção, em vez de medidores de reativos convencionais, deve ser usado os medidores $Q-hour$.

2.6 Medição Eletrônica em Múltiplos Quadrantes

A medição eletrônica em múltiplos quadrantes pode medir quantidades de ativos, tais como demanda $Watt$ e $Watthours$, quantidades de reativos, como a demanda VAR e $VARhours$ e quantidades aparentes, como a demanda VA e $VAhours$. Essas medições podem ser para aplicações unidirecionais ou bidirecionais.

A figura 2.9 mostra o digrama que ilustra as relações entre potência ativa ($Watts$) e potência reativa ($VARs$) e o vetor potência aparente (VA). O conhecido triângulo de potência foi incorporado a figura 2.9, em cada um dos quatro quadrantes.

A energia vendida pela fonte pode ser definida como entregue e energia adquirida pode ser definida como recebida, a tabela 2.1 expressa essas relações.

Tabela 2.1: Relação definida para energia entregue e recebida

Quadrante	Fator de Potência	Watts	VARs
I	Atrasado	Entregue(+)	Entregue(+)
II	Adiantado	Recebido(-)	Entregue(+)
III	Atrasado	Recebido(-)	Recebido(-)
IV	Adiantado	Entregue(+)	Recebido(-)

Para qualquer tensão e corrente, VA será constante em módulo. Para qualquer ângulo de fase θ .

$$Watts = EI \cos \theta$$

$$VARs = EI \sin \theta$$

Os sinais, mais, menos e a direções (energia entregue e recebida), são adquiridas através de conexões de transformadores de instrumentação convencionalmente polarizados em relação à fonte de energia.

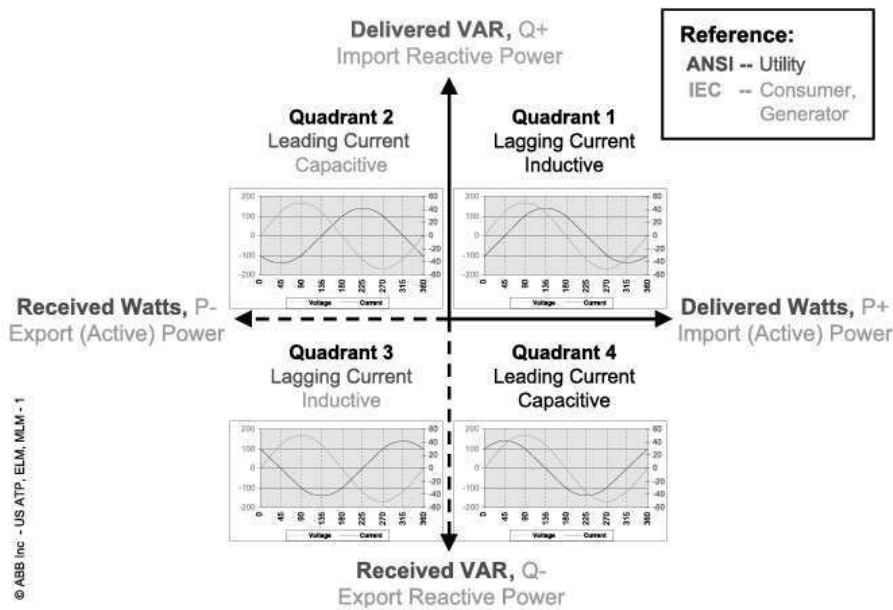


Figura 2.9: Medição de potência nos quatro quadrantes: Convenção normal [5]

A medição eletrônica de múltiplo quadrante podem medir as seguintes quantidades, ou combinações de quantidades:

Tabela 2.2: Medição de quantidades, ou combinações de quantidades por quadrantes

Quadrante (s)	Medição da demanda e sentido do fluxo adotado
Quadrantes I e IV	kWh, kW demanda entregue
Quadrantes II e III	kWh, kW demanda recebida
Quadrantes I e II	kVARh, kVAR demanda entregue
Quadrantes III e IV	kVARh, kVAR demanda recebida

A figura 2.10 ilustra as relações entre potência ativa (*Watts*), potência reativa (*VAR*) e a quantidade *Q*. Nota-se que *Q* é entregue (positivo) quando o ângulo de fase está entre 0° e 90° ou entre 330° e 360° . *Q* é recebido (negativo) quando o ângulo está entre 150° e 250° e é indefinido quando o ângulo de fase está entre 90° e 150° ou entre 250° e 330° .

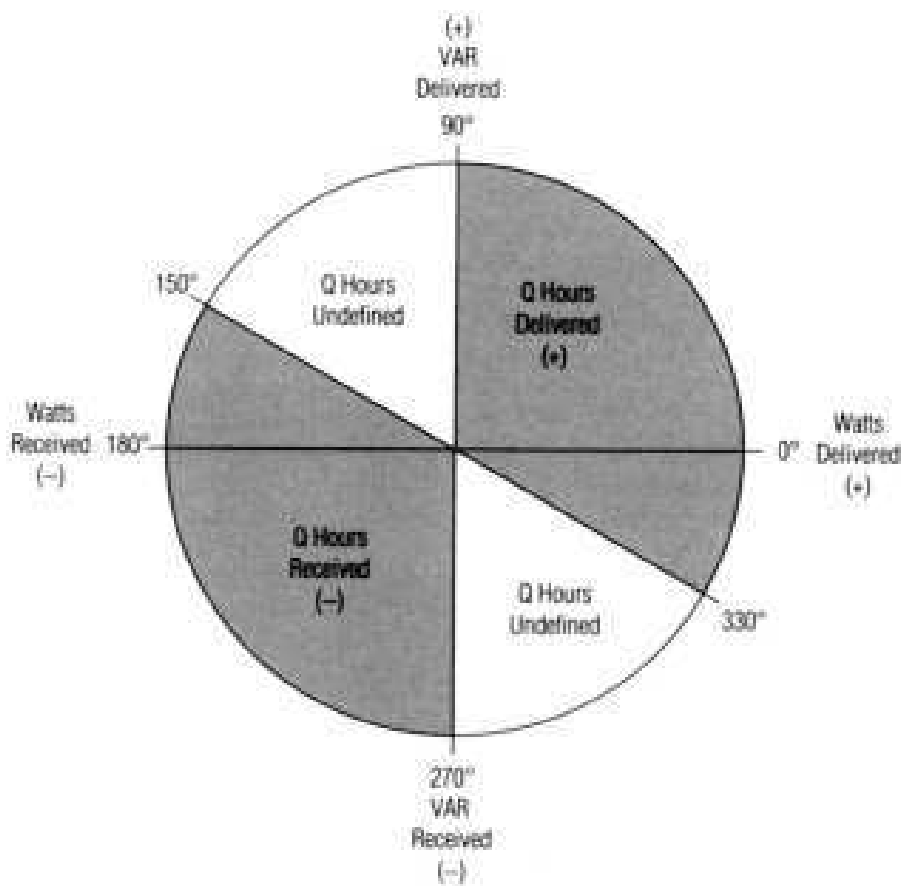


Figura 2.10: Relações entre *Watts*, *VAR* e *Q* [5]

O medidor eletrônico *Q-hour* é baseado nos princípios discutidos anteriormente. Para multiplicadores digitais, utilizando microprocessadores e um deslocador de fase digital para realizar a mudança de fase de 60° e Q é calculado a partir equação 2.2, que pode ser escrita na forma:

$$Q = \frac{\text{Potência real}}{2} + \frac{\sqrt{3} \times \text{Potência reativa}}{2} \quad (2.3)$$

Capítulo 3

Microrede

3.1 Introdução

É fato que a implementação de redes elétricas inteligentes gera benefícios tanto para as empresas distribuidoras quanto para seus clientes. O conjunto de infraestruturas necessárias para a operação dessas redes, contudo, constitui o grande desafio tecnológico de larga escala.

Neste capítulo, iremos frisar, especificamente, na apresentação do conceito, da estrutura, modos de funcionamento e de operação das microredes (desenvolvendo, especificamente, os modos e as soluções de controle mais utilizadas atualmente). Os principais problemas decorrentes da elevada penetração de microgeração em redes de baixa tensão, bem como as soluções atualmente existentes e utilizadas.

3.2 Conceito e Estrutura

O conceito de microrede (ou *Microgrid* em inglês) está associado à ligação de unidades de microgeração a uma rede de distribuição de baixa tensão que inclui uma infraestrutura de comunicação e uma estrutura de controle responsáveis pela gestão e pelo controle, tanto das pequenas unidades de geração como das cargas. O conceito de microrede implica, igualmente, a proximidade física entre a carga e a geração, no pressuposto de que os habituais consumidores possam ser, simultaneamente, produtores de energia. Com a implantação das redes elétricas inteligentes, teremos a possibilidade de interligar e gerenciar diferentes tipos de energia, como a energia fóssil (utilizada, por exemplo, nas pilhas de combustível) ou energias renováveis, no-

meadamente a energia eólica ou fotovoltaica (utilizando aerogeradores ou painéis fotovoltaicos, respectivamente).

Além da rede de transmissão de BT, das cargas e das unidades de microgeração, uma microrede inclui também dispositivos de armazenamento de energia elétrica tais como baterias de acumuladores, super-condensadores e volantes de inércia (*flywheels* em inglês) que armazenam energia sob a forma de energia cinética, bem como, sistemas de controle e de gestão da rede. Os dispositivos de armazenamento vão ter um papel preponderante neste tipo de redes, nomeadamente em situações de segmento de carga (*load-following* em inglês). Na figura 3.1 apresenta-se um exemplo de uma microrede.

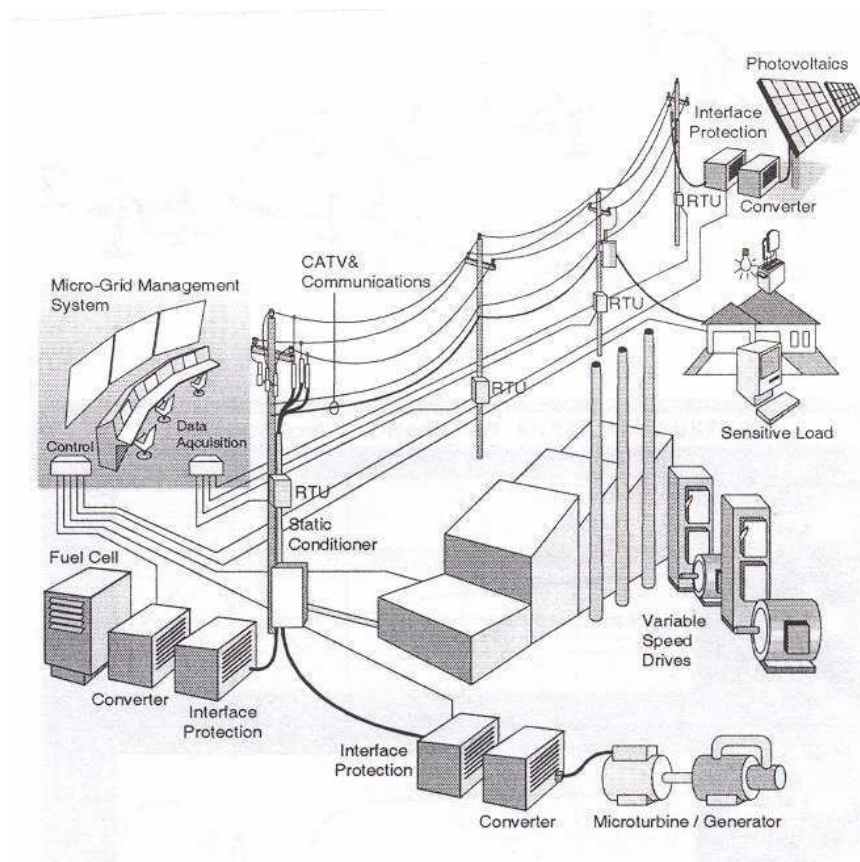


Figura 3.1: Exemplo de uma microrede [7]

A figura 3.2 representa arquitetura de uma microrede, onde são visíveis todos os seus componentes. Temos a rede de distribuição de BT ligada ao secundário de um transformador MT/BT. Podemos observar alimentadores (*feeders*) alimentando cargas elétricas, microgeradores (como um painel fotovoltaico, uma pilha de combustível, uma microturbina), sistemas de armazenamento de energia (como uma *flywheel* e bateria de condensadores) e equipamento de controle e gestão da microrede.

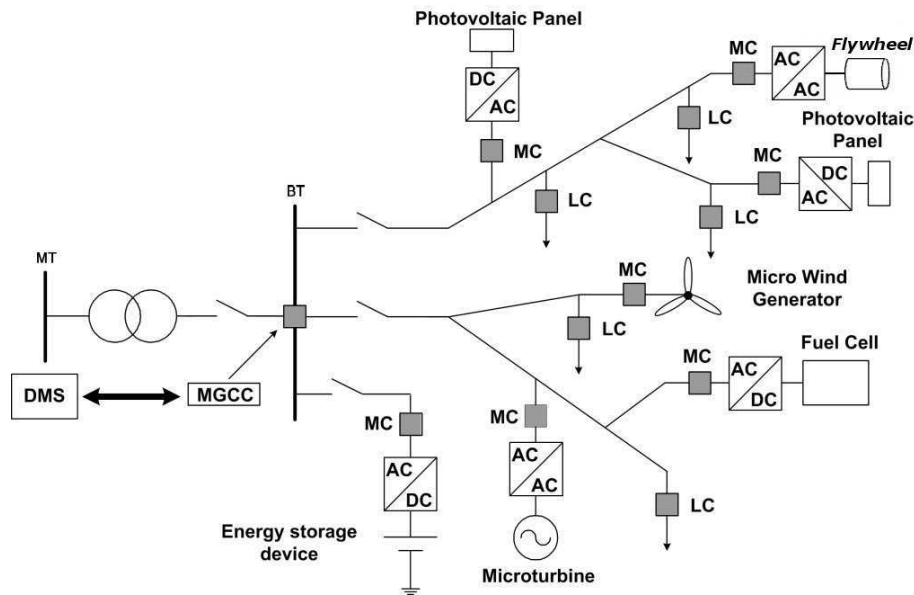


Figura 3.2: Arquitetura de uma microrede com possíveis constituintes [2]

A microrede é gerenciada por um Controlador Central de Microrede (*MicroGrid Central Controller - MGCC*) instalado no lado de BT da subestação MT/BT. O MGCC possui várias funções extremamente importantes, funcionando como uma espécie de interface entre a microrede e o sistema principal de distribuição. Num segundo nível hierárquico de controle, cada microgerador e cada dispositivo de armazenamento de energia é controlado por um Controlador de Microfonte (*Microsourcer Controller - MC*) e cada carga elétrica é controlada por um Controlador de Carga (*Load Controller - LC*). Para a correta operação de um sistema deste tipo, é ainda necessário uma estrutura de comunicações funcional e eficiente entre dois conjuntos de dispositivos:

- Os LCs e os MCs, operam como controladores locais, sendo que, os primeiros servem de interface para algum controle das cargas (segundo um conceito de interruptibilidade) contribuindo, assim, para o despacho econômico, para o controle local dos dispositivos de armazenamento de energia, e o segundo estabelece níveis de produção de potência ativa e reativa para os microgeradores com possibilidade de interrupção de produção.
- O MGCC, como controlador central que promove uma gestão adequada, tanto a nível técnico como a nível econômico, e envia *set-points* para os LCs e MCs.

Simultaneamente, pretende-se que o MGCC estabeleça uma comunicação ativa para montante com os sistemas de gestão da rede de distribuição (*Distribution Management System -*

DMS), contribuindo assim para melhorar a gestão e operação global do sistema de distribuição de MT.

Quanto a operação da microrede, dois modos distintos podem ser definidos:

- *Modo Normal Interligado*: Nesta situação a microrede está eletricamente ligada à rede principal de MT, sendo alimentada total ou parcialmente por esta ou, ocasionalmente, injetando potência para a rede de MT a montante, quando a potência gerada é superior à consumida na microrede. Neste modo de funcionamento, o MGCC recolhe informação dos microgeradores e das cargas de forma a realizar automaticamente um conjunto de operações na microrede que podem incluir previsão de consumo e geração, despacho econômico de microgeração, funções de gestão de cargas e interface com o DMS.
- *Modo de Emergência*: Necessária em condições excepcionais de operação da rede, nomeadamente quando há ocorrência de um defeito na rede MT, ou em outras condições excepcionais de operação, a microrede deve ter a capacidade de operar em modo de rede isolada, ou seja, operar de forma autônoma. Neste tipo de operação, torna-se necessário um ajuste no controle da potência ativa dos microgeradores uma vez que ocorre uma mudança do estado de produção, gerenciando economicamente o estado de ajuste de produção para controle de frequência em rede isolada. Neste último estado, o MGCC deve possuir uma atuação, do tipo controle secundário, após uma ação inicial dos MCs locais. É também importante que o MGCC possua informação sobre o tipo de cargas presentes no sistema de modo a poder eventualmente proceder a funções de interrupção de algumas cargas e/ou controlar o uso de baterias e *flywheels* disponíveis. No conjunto, o MGCC deve também possibilitar ações de reposição de serviço (*black start*), o que se torna extremamente importante quando se trata de aumento de confiabilidade do sistema e continuidade de serviço.

A ligação dos microgeradores à rede é usualmente feita recorrendo a sistemas de eletrônica de potência - os inversores. Os inversores são necessários porque os microgeradores atualmente existentes não estão capacitados para se ligarem diretamente à rede, uma vez que geram energia em corrente contínua (como acontece, por exemplo, com as células de combustível ou os painéis fotovoltaicos) ou em corrente senoidal, porém, a altas frequências (acima da frequência da rede que é 60Hz, como é o caso, por exemplo, da produção de energia nas microturbinas a gás), tornando-se necessária a ligação de um inversor CC/CA ou conversor CA/CC/CA respectivamente, entre os microgeradores e a rede.

3.3 Problema da Elevada Penetração de Microgeração

Como foi mencionado anteriormente, ao existir uma elevada penetração de microgeração, a potência produzida pode ser superior à potência consumida na microrede, o que faz com que a potência excedente seja injetada na rede de MT, conduzindo à ocorrência de sobretensões, como iremos explicar em seguida.

A figura 3.3 nos ajudará a compreender o porquê do aparecimento das sobretensões e que representa a ligação da microrede à linha de MT.

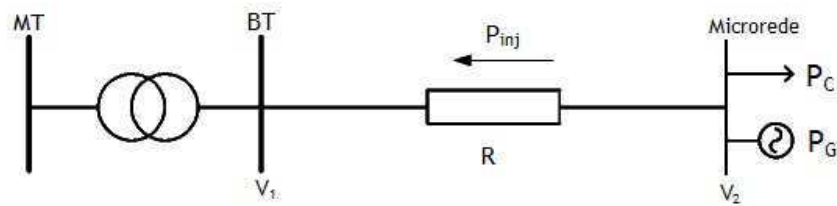


Figura 3.3: Exemplo de uma ligação da microrede ao PT [3]

Nas microredes, o valor da resistência das linhas é muito superior ao valor da reatância da linha ($R \gg X$), logo, por simplificação, podemos considerar apenas o valor da resistência[3]. Então, considerando que existe mais produção do que consumo, vai ser injetada na rede MT potência; esta potência injetada designa-se na figura 3.3 por P_{inj} , sendo V_1 e V_2 as tensões da rede BT junto ao PT (posto de transformação) e da microrede, respectivamente; e R a resistência da linha. A equação resultante do trânsito de potências é:

$$P_{inj} = \frac{V_2^2}{R} - \frac{V_2 V_1}{R} \cos(\delta), \quad (3.1)$$

onde P_{inj} , V_1 , V_2 e R têm o significado referido anteriormente e δ é o ângulo entre V_1 e V_2 .

Analisando esta equação, verificamos que, para que exista uma injeção de potência na rede MT proveniente da microrede, é necessário que P_{inj} seja positivo e, para isso acontecer, a V_2 tem que ser maior do que V_1 , ou seja, a tensão na microrede terá que ser maior do que a tensão no barramento de baixa tensão do PT. Então, quando existe uma grande penetração de microgeração e conseqüentemente uma grande injeção de potência na rede MT devido a um excesso de produção relativamente ao consumo, as tensões na microrede vão aumentar significativamente, ocorrendo assim sobretensões. O controle de tensão/potência reativa, que será vista posteriormente, não é suficiente para resolver este problema e por isso têm sido estudadas soluções alternativas para o resolver. Uma das soluções que vem sendo estudada, em

situações em que existe um aumento de tensão por estes motivos, é o desligamento de alguma geração de forma a que as tensões baixem para um valor aceitável. Esta opção, apesar de ser uma solução para o problema, faz com que alguma energia seja perdida e conseqüentemente não se possam explorar ao máximo as potencialidades da microgeração. Apesar de esta ser, até ao momento, a solução mais viável, tem sido desenvolvida investigação sobre ela, procurando minimizar o valor da energia que é desligada da microrede.

3.4 Modos de Controle

Uma parte muito importante de uma microrede é o controle dos microgeradores, isto é, o controle de todos os microgeradores em cada momento e situação, realizado por controladores cujas entradas são a tensão no barramento local e a potência de saída. Uma vez que não existe necessidade de comunicação entre os microgeradores, torna-se mais fácil a integração de novas unidades de microgeração não sendo necessário modificar toda uma estrutura já existente.

O controle dos microgeradores, no que se refere à operação dos inversores, pode ser feito de duas maneiras: controle inversor PQ ou controle inversor fonte de tensão.

3.4.1 Controle Inversor PQ

Neste método de controle, o inversor funciona com base em *set-points* para potência ativa e reativa. Neste caso, a tensão de saída do inversor está sempre em sincronismo com a rede e a corrente de saída é controlada tanto em amplitude como em fase de modo a garantir a injeção das potências definidas pelos *set-points* desejados.

Um inversor PQ injeta na rede a potência disponível nos seus terminais. Um exemplo da aplicação de um inversor deste tipo é um gerador fotovoltaico, uma vez que neste a potência DC produzida varia no tempo e o inversor deve adaptar-se continuamente de forma a igualar a potência produzida pelo painel fotovoltaico. Como as respostas dos inversores são tipicamente bastante rápidas (alguns mili-segundos), o comportamento dinâmico da fonte primária terá grande influência no comportamento dinâmico da microrede, particularmente nos casos em que são enviados *set-points* aos controladores locais das microfuentes controláveis, originários do MGCC. No que concerne ao controle de potência reativa, este pode ser realizado através da malha de controle local ou de *set-points* enviados pelo MGCC.

Este modelo utiliza um inversor operando como fonte de corrente controlada por tensão. Depois de determinar as componentes instantâneas ativa (i_{act}) e reativa (i_{react}) da corrente no inversor. A componente ativa é corrigida através de um controlador Proporcional-Integral (PI) baseado no erro da tensão no *link CC*.

A componente ativa é utilizada para controlar a tensão no *link CC* (e, conseqüentemente, também a potência ativa de saída do inversor) de forma a equilibrar a potência ativa do inversor e a potência ativa da respectiva microfonte. A componente reativa controla a potência reativa de saída do inversor. Variações de potência nas microfones originam uma variação na tensão do *link CC*, que é corrigida através da ação de um controlador PI, ajustando a componente ativa da corrente de saída. Este inversor pode ser operado com um fator de potência unitário ou receber um *set-point* (local ou proveniente do controlador central - MGCC) para a potência reativa de saída.

O esquema de controle deste inversor pode ser visto na figura 3.4.

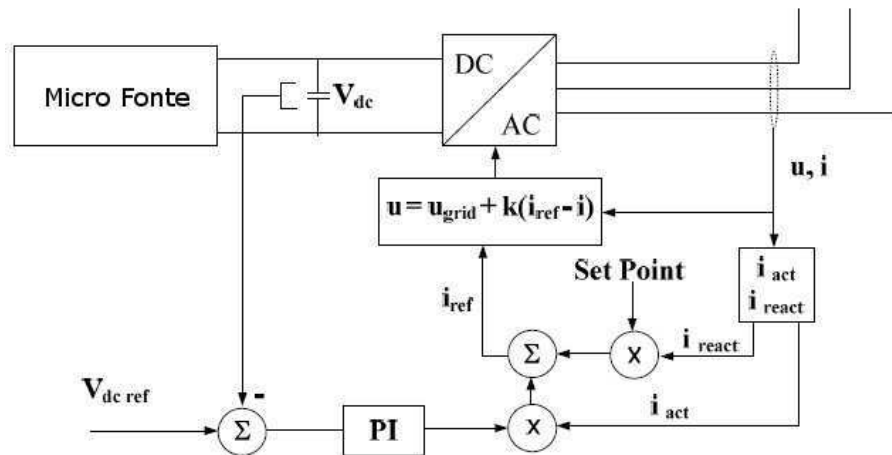


Figura 3.4: Sistema de controle inversor PQ [8]

Desprezando as perdas, o balanço de energia no capacitor *CC-link* (P_C) é a diferença entre a potência recebida da MS (P_{MS}) e a potência de saída do inversor (P_{inv}), como visto na figura 3.5.

$$P_C = P_{MS} - P_{inv} \quad (3.2)$$

A potência fornecida pelo capacitor pode também ser escrita como:

$$P_C = V_{CC} \times I_{CC} \quad (3.3)$$

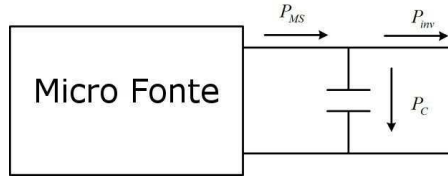


Figura 3.5: Balanço de potência no capacitor *CC-link*

onde V_{CC} é a tensão no *link CC* e I_{CC} é a corrente no capacitor. A tensão V_{CC} pode ser escrita como:

$$V_{CC} = \frac{1}{C} \int I_{CC} dt \quad (3.4)$$

onde C é o valor da capacitância no *link CC*.

Combinando a equação (3.3) com (3.4) teremos:

$$V_{CC} = \frac{1}{C} \int \frac{P_C}{V_{CC}} dt \quad (3.5)$$

fazendo a transformada de Laplace, o modelo dinâmico *CC-link* pode ser descrito como na figura 3.6.

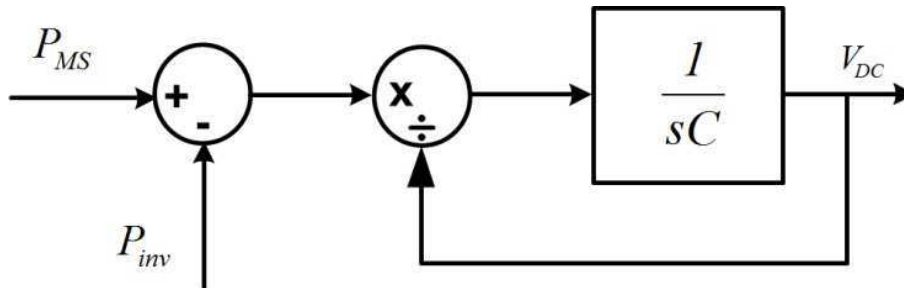


Figura 3.6: Modelo dinâmico *CC-link* [2]

3.4.2 Controle Inversor Fonte de Tensão

Controle Inversor Fonte de Tensão (*Voltage Source Inverter - VSI*): O inversor é controlado de forma a alimentar a carga com valores de tensão e frequência previamente definidos. Dependendo do nível de carga, define-se a potência ativa e reativa produzida.

Ao fazer uso da energia armazenada nos dispositivos de armazenamento, o VSI é capaz de “simular” o comportamento de uma máquina síncrona convencional, permitindo assim a possibilidade de controlar tensão e a frequência no sistema CA. Em sistemas convencionais de energia,

geradores síncronos compartilham qualquer aumento de carga, diminuindo a frequência de acordo com o *droop* característico. Este princípio pode ser aplicado em inversores, diminuindo a frequência de referência, quando há um aumento na carga. Além disso, a potência reativa é compartilhada pela introdução do *droop* característico da amplitude da tensão. Portanto, a VSI atua como uma fonte de tensão, com amplitude e frequência controlada através *droops*, como descrito nas equações seguintes:

$$\omega = \omega_0 - k_P \times P$$

$$V = V_0 - k_Q \times Q$$

onde P e Q são as saídas dos inversores de potência ativa e reativa, k_P e k_Q são *droop slopes* (quantidades positivas) e ω_0 e V_0 são os valores ociosos da frequência angular e da tensão (os valores da frequência angular e da tensão no terminal em condições sem carga). Quando o VSI é interligado a sistemas CA mais severos, caracterizado por uma frequência angular ω_{grid} e tensão no terminal V_{grid} , a tensão e a frequência de referência são impostas externamente. Neste caso, as potências desejadas de saída P_1 e Q_1 podem ser obtidos na saída VSI, ajustando os valores de referência da frequência angular ω_{01} e tensão V_{01} como segue (a ilustração na figura 3.7.)

$$\omega_{01} = \omega_{grid} - k_P \times P_1 \quad (3.6)$$

$$V_{01} = V_{grid} - k_Q \times Q_1 \quad (3.7)$$

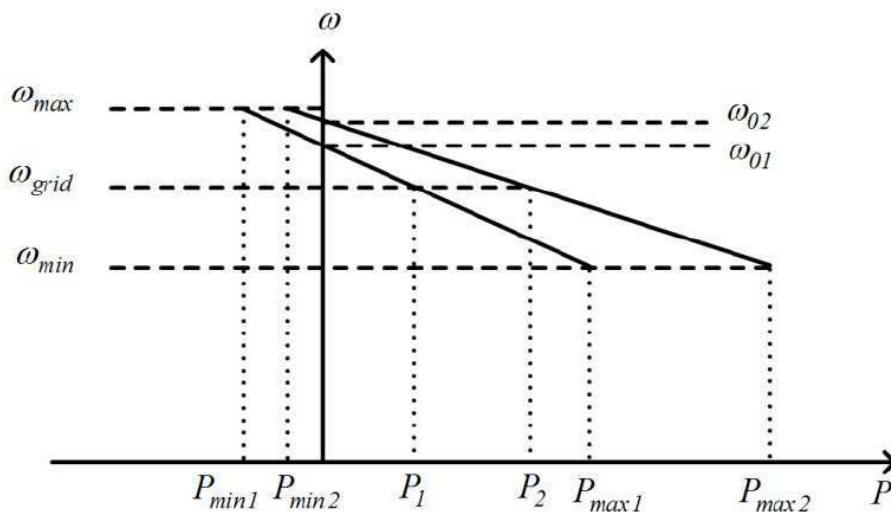


Figura 3.7: Frequência versus droop potência ativa [2]

Na figura 3.8, temos o diagrama de blocos do esquema de controle. A tensão terminal e corrente são medidos para calcular potências ativa e reativa. Esta etapa de medição introduz um atraso para fins de dissociação. A potência ativa determina a frequência da tensão de saída pelo o *droop* de frequência/potência ativa k_P . Do mesmo modo, a potência reativa determina a magnitude da tensão de saída pelo o *droop* de tensão/potência reativa k_Q . As tensões de saída são os sinais de referência que são usados em uma segunda fase de controle responsáveis pela tensão do inversor e a regulação da corrente.

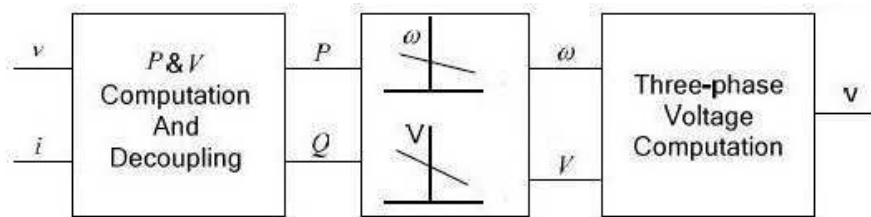


Figura 3.8: Diagrama de bloco geral do controle VSI [2]

3.4.3 Estratégias de controle combinada

Se um conjunto de microfones é operado numa microrede, funcionando em modo interligado com uma rede de MT, todos os inversores podem ser operados em modo PQ, uma vez que existe disponível uma referência de frequência e de tensão. No entanto, se a rede de MT não estiver disponível e não existir uma máquina síncrona na microrede, estando portanto esta a operar em rede isolada, este modo de operação não é viável. Pois, nestas condições, todos os inversores deixariam de funcionar de forma adequada por perderem a referência de frequência e tensão. Torna-se desejável uma passagem de rede interligada a rede isolada que decorra sem falhas mesmo se forem tomadas medidas de emergência (como é o caso de *deslastre de cargas*³ não-essenciais, perante desequilíbrios produção/consumo significativos). Combinando as duas estratégias apresentadas anteriormente, é possível, com um determinado grau de segurança, garantir esta passagem, estabelecendo um de dois modos de operação.

É crucial a presença de um VSI para que seja possível dispor de uma referência para a frequência em modo isolado. Um VSI possui a capacidade de poder agir perante uma perturbação no SEE (como por exemplo, situações de *load-following* resultantes da variação de carga ou de flutuações na velocidade do vento que induzem variações de produção na geração

³Interrupção da alimentação de alguns consumos de energia elétrica, com o objectivo de preservar o funcionamento do sistema eléctrico, a nível local ou nacional, em condições aceitáveis de tensão e frequência.

eólica) baseando-se apenas em informação disponível estritamente no inversor, o que se torna fundamental para equilibrar carga e geração durante regimes transitórios, sem necessidade de um sistema complexo de comunicações.

Deste modo, um VSI deverá estar acoplado a um dispositivo de armazenamento de energia com suficiente capacidade de armazenamento. Ações extremas de controle, como o deslastre de cargas não-essenciais, podem ser usadas para evitar grandes desvios de frequência após a ocorrência de fenômenos transitórios bem como para permitir limitar a potência nominal dos referidos dispositivos de armazenamento. Uma ação de controle aplicada à fonte primária (como numa pilha de combustível ou microturbina) que realize controle de frequência é responsável por equilibrar carga e geração nos momentos que sucedem a ocorrência de perturbações.

3.4.4 Controle de Tensão/Potência Reativa e de Frequência/Potência Ativa

O controle de tensão e de frequência é feito com base num *droop* de tensão e num *droop* de frequência, respectivamente. Na figura 3.9 são representados os princípios de controle em que se baseiam estes dois controles. O inversor em modo VSI mede a tensão entre fases no local onde está ligado e esse valor é comparado com o valor nominal, sendo o erro resultante dessa comparação aplicado à fórmula do *droop* de tensão, para se saber o valor da potência reativa a injetar ou absorver na/da rede. Esse *droop* de tensão é normalmente expresso em porcentagem e calculado pela seguinte equação:

$$k_Q = \frac{\Delta V(p.u)}{\Delta Q(p.u)} \times 100\% , \quad (3.8)$$

onde k_Q é o *droop* de tensão que é igual à variação de tensão (ΔV) e dividido pela variação de potência reativa (ΔQ) multiplicado por 100%.

Quando existe um aumento de tensão, o inversor absorve potência reativa da rede. Caso a tensão seja inferior ao valor de referência, então é injetada potência reativa na rede. A tensão de referência (V_0) representada na figura 3.9 é igual ao valor de tensão quando o consumo ou injeção de potência reativo é nula. Esta filosofia de controle não é contudo muito eficaz em redes onde a resistência domina, largamente, sobre o valor da reatância.

Relativamente ao controle de frequência, este tem um funcionamento semelhante ao controle de tensão, ou seja, se a frequência aumentar, é absorvida potência ativa da rede, enquanto

que se por sua vez o valor da frequência diminuir, é injetada potência ativa na rede. O *droop* de frequência é dado por:

$$k_P = \frac{\Delta\omega(p.u)}{\Delta P(p.u)} \times 100\% , \quad (3.9)$$

onde k_P (*droop* de frequência) é igual à variação da frequência ($\Delta\omega$) em relação ao valor de referência, dividido pela variação da potência ativa (ΔP) e multiplicado por 100%.

O valor ω_0 corresponde ao valor da frequência quando o valor da potência ativa injetada ou absorvida é nula.

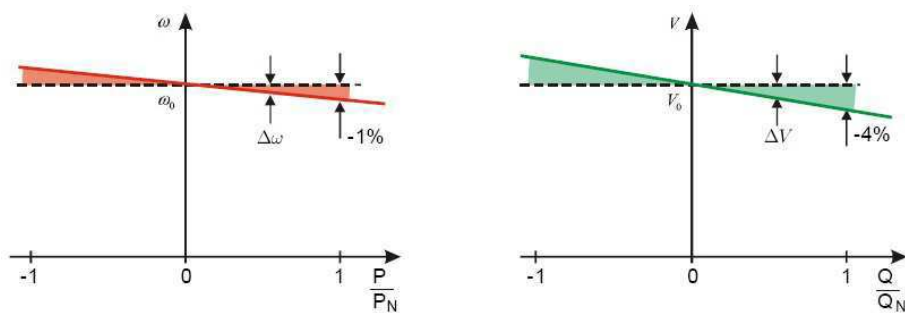


Figura 3.9: Princípios de controle esquematizados para o controle de frequência/potência ativa e controle de tensão/potência reativa respectivamente [3]

Para gerenciamento das microredes, é possível adotar duas estratégias para o controle de frequência:

- Operação em *single-master*, com um gerador operando como “gerador-mestre”.
- Operação em *multi-master*, com a partilha do controle de frequência entre vários dispositivos.

Estas duas estratégias de controle serão detalhadas nas seções seguintes.

3.5 Operação em Single-master

Nesta modo de operação, as microfones estão ligadas através de inversores com um controle do tipo PQ. Apenas um VSI (em geral associado a um dispositivo de armazenamento de energia) está ligado à rede.

O VSI fornece a referência de frequência e de tensão para a operação dos inversores PQ quando a microrede está operando em modo isolado.

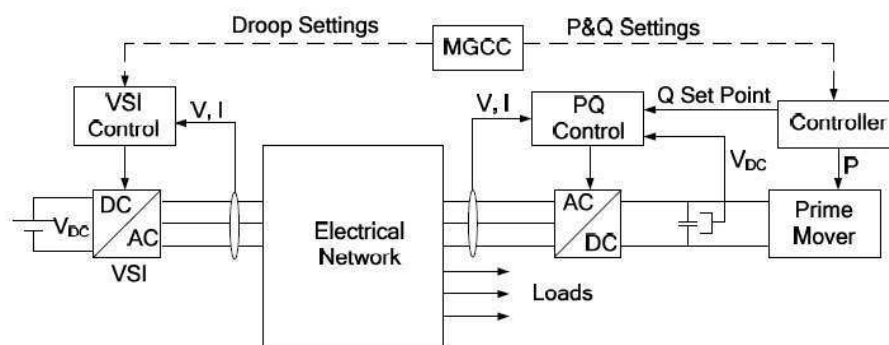


Figura 3.10: Esquema da estrutura de controle para a operação em *single-master* com um VSI [4]

O MGCC envia *set-points* para cada MC. Por sua vez, cada MC ajusta a potência de saída da correspondente microfonte. Variações de potência na fonte primária originam variações de tensão no *link CC* (monitorada pela tensão V_{CC}). Com o modo de funcionamento em fonte de tensão, o inversor exige uma considerável capacidade de armazenamento de energia no *link CC* ou uma fonte primária com uma resposta extremamente rápida de modo a poder manter a tensão no *link CC* constante. Ou seja, a potência exigida a um VSI precisa de estar quase

instantaneamente disponível no *link CC*. De fato, este tipo de comportamento modela a ação necessária para uma *flywheel*.

O erro na tensão CC, a tensão CA e o *set-point* de potência reativa são usados para controlar o inversor funcionando em modo PQ. As constantes de tempo associadas à resposta dos microgeradores são elevadas pelo que se refletem significativamente no comportamento dinâmico da microrede.

O VSI responde a perturbações no sistema de acordo com o valor especificado para os *droops* de frequência e de tensão. Perante um aumento de carga, o inversor alcançará um novo estado estacionário de acordo com os valores dos parâmetros usados para o *droop* de frequência. Usando as capacidades de comunicação da microrede, o *set-point* para cada inversor PQ pode ser atualizado de forma a conseguir um cenário ótimo de exploração no que diz respeito a níveis de tensão, de frequência e de trânsito de potência reativa. O VSI (quando acoplado a um dispositivo de armazenamento como uma *flywheel*) permite responder a variações rápidas decorrentes de desequilíbrios de produção/consumo ou de perturbações e é responsável pelo controle de tensão. Em condições normais de operação (com a frequência estável no seu valor nominal), a potência ativa debitada pelo VSI é nula - apenas se injeta potência reativa na rede para efeitos de controle de níveis de tensão (de acordo com o parâmetro especificado para o *droop* de tensão).

3.6 Operação em Multi-master

Neste modo de operação, existem vários inversores funcionando como VSIs, sendo que cada inversor é controlado segundo uma característica de frequência/potência ativa pré-definida.

A frequência de referência (*idle frequency* em inglês) de um VSI pode ser controlada de modo a ajustar-se ao valor pretendido de potência ativa fornecida pelo dispositivo, a fórmula (3.6) define esse tipo de controle.

Uma vez que as variações de carga serão normalmente pouco elevadas, é possível usar a *idle frequency* para realizar despacho de geração ou controle secundário de frequência. Esta função pode ser gerenciada de forma centralizada através do MGCC, fazendo uso da estrutura de comunicações presente na rede. Se, perante uma perturbação, se verifica a necessidade de passar de um modo de funcionamento interligado para um modo de funcionamento em rede isolada, não é necessário mudar a estratégia de controle para cada microgerador. Quando ocorre

o *islanding* da microrede, o sistema vai procurar um novo estado estacionário (em termos de frequência e de tensão) correspondente a um novo ponto de operação, de acordo com a carga local. Posteriormente, uma estratégia de controle secundário deve atuar de forma a repor a frequência no seu valor nominal. Isto pode ser realizado mudando a *idle frequency* de cada microgerador. Os parâmetros especificados para os *droops* possibilitam a partilha de potência entre as várias microfones de uma forma pré-definida. As questões de cunho econômico podem então ser consideradas, bastando para tal que o MGCC corrija os parâmetros dos *droops* para cada VSI. Utilizando esta estratégia de operação, os dispositivos de armazenamento necessários para o equilíbrio de carga e geração estão localizados no barramento CC das várias microfones.

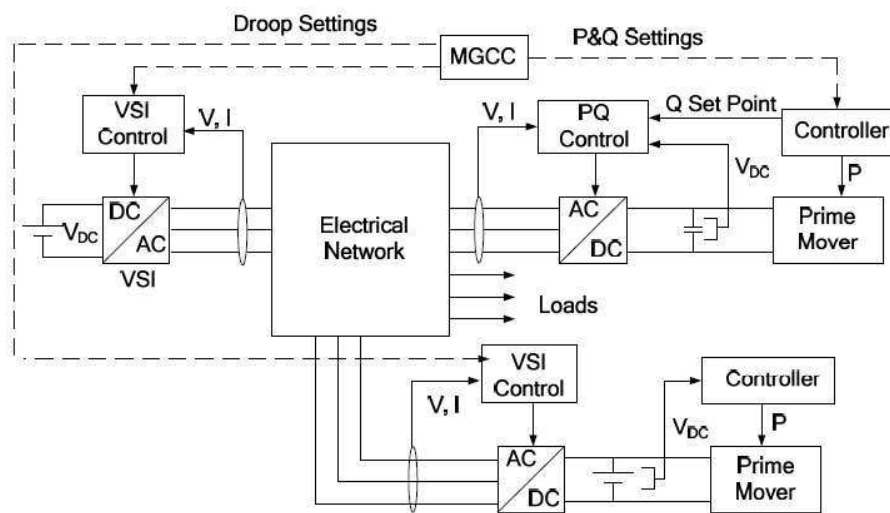


Figura 3.11: Esquema da estrutura de controle para a operação em *multi-master* [4]

3.7 Corte de Produção

Como foi indicado anteriormente, o corte de produção, (*Power Curtailment* em inglês), igualmente designado de *generation shedding*, é também um método de controle de tensão, geralmente utilizado quando os outros métodos se revelam ineficazes na manutenção da tensão dentro dos limites aceitáveis. Sempre que ocorrem aumentos de tensão que ultrapassam os limites técnicos admissíveis, a potência gerada é gradualmente reduzida, o que resulta também em perdas na produção de energia. Neste tipo de controle, é definido um limite de tensão (que é designado por V_c) a partir do qual o sistema começa a reduzir a potência gerada. Uma vez ultrapassado este limite de tensão, é desejável que a redução de potência gerada não permita que seja atingido um valor de tensão máximo (V_{max}), pois caso esse valor seja ultrapassado, a

potência gerada terá um valor igual a zero.

Com base no modelo que foi descrito até o momento, é possível definir vários intervalos de tensão que correspondem aos possíveis níveis de tensão, para os quais será definida a potência gerada e ligada à rede em cada intervalo. Quando o valor de tensão é superior a V_{max} , a potência gerada é totalmente cortada, sendo assim igual a zero e o mesmo acontece quando a tensão é inferior ao valor mínimo definido (V_{min}). Quando a tensão se encontra entre V_{max} e o valor V_c , o valor da potência ligada à rede segue uma função que é definida pela equação (3.11). Se a tensão estiver compreendida entre o V_{min} e V_c , a potência entregue à rede é a potência máxima que o aparelho é capaz de gerar naquele momento. Para uma melhor compreensão, os intervalos de tensão e os valores de potência entregues à rede pelas unidades de microgeração e associados aos primeiros são apresentados nas equações (3.10) a (3.13).

$$V > V_{max} \Rightarrow P = 0 , \quad (3.10)$$

$$V_{max} > V > V_c \Rightarrow P = \frac{V_{max} - V}{V_{max} - V_c} P_{max} , \quad (3.11)$$

$$V_c > V > V_{min} \Rightarrow P = P_{max} , \quad (3.12)$$

$$V_{min} > V \Rightarrow P = 0 . \quad (3.13)$$

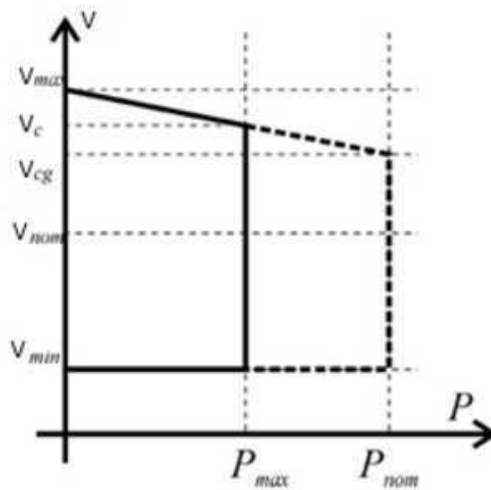


Figura 3.12: Representação da função da potência que é ligada á rede em ordem ao valor da tensão [3]

A figura 3.12, representa uma função tensão (V) versus potência (P) ligada à rede, onde P_{max} e P_{nom} são as potências máxima e nominal entregues à rede, P é a potência entregue à rede, V_{nom} é a tensão nominal e V_{cg} é a tensão máxima correspondente a um valor de produção que é igual à potência nominal do conjunto de geração.

Atualmente, existem indicações para que num dado ponto da rede a tensão não possa exceder, no pior dos casos, um determinado valor (tipicamente entre 2% a 5% da tensão) definido em consequência da geração local. Como tal, esta medida implica que a quantidade de microgeração que pode ser instalada e ligada à rede de distribuição seja limitada, o que condiciona, por isso, o aproveitamento de todas as capacidades de microgeração disponíveis numa dada área e limita as possibilidades de instalação de unidades de microgeração. O método de corte de produção que vimos pode, no entanto, contribuir para a resolução dos problemas identificados, uma vez que aplicando este tipo de controle, a tensão não irá ser superior ao valor máximo definido. Pois, sempre quando ocorrer um aumento de tensão, a potência gerada entregue à rede irá ser reduzida. Consequentemente, ele possibilitará a instalação de um número muito superior de unidades de microgeração, relativamente àquele que é possível/permitido sem este tipo de controle, em consequência dos problemas de sobretensão que se associam à elevada penetração de microgeração.

Considerações Finais

A proposta deste trabalho foi de apresentar uma abordagem da teoria do sistema *Smart Grid*, especificando alguns problemas decorrentes da microgeração distribuída e da bidirecionalidade de energia. Tal como, possíveis soluções.

Não resta dúvida que *Smart Grids* trazem uma inovação já esperada há muitos anos. Com todas as transformações que ocorreram no mundo nos últimos anos, não poderia ser diferente com o sistema de energia elétrica. No entanto, o combate ao pensamento excessivamente conservador e a quebra de conceitos preestabelecidos nas diferentes áreas operacionais do sistema elétrico atual, são alguns dos maiores desafios à implementação completa dos sistemas inteligentes. É necessário manter o foco na confiabilidade dos sistemas com a mesma ênfase com que se observam os benefícios obtidos, por meio da realização de testes-piloto em ambientes controlados que comprovem a eficiência e a confiabilidade, da geração de provas, da factibilidade e do benefício de uma adoção massificada dos sistemas componentes da rede inteligente.

Por essa razão, apesar de o *smart grid* ser uma necessidade iminente do setor elétrico, implementações massificadas dos sistemas deverão ocorrer de forma progressiva e participativa, por conta dos diversos desafios impostos e dos paradigmas a serem quebrados. Os produtos e serviços devem ser oferecidos gradativamente para garantir a adaptação progressiva, a satisfação e o engajamento dos diversos atores (setor privado e público), envolvidos com as redes elétricas inteligentes.

Por fim, espero que esse trabalho possa contribuir para todos aqueles que estejam estudando modelos *Smart Grids*.

Referências Bibliográficas

- [1] Toledo, F., "*Desvendando as Redes Eléctricas Inteligentes: Smart Grid Handbook*". Rio de Janeiro-rj, Editora Brasport, 2012.
- [2] Moreira, Carlos C. Leal. "*Identification and development of MicroGrids emergency control procedures*", Department of Electrical and Computer Engineering, Faculty of Engineering, University of Porto - FEUP, Porto-pt, 2008.
- [3] Batista, Pedro M. Pinhanços. "*Gestão Integrada de microgeração e armazenamento distribuído em redes de distribuição BT*", Dissertação de Mestrado, FEUP, Julho 2010.
- [4] Lopes, J. A. Peças.; Moreira, Carlos C. L.; Madureira, A. G. "*Defining Control Strategies for Analysing MicroGrids Islanded Operation*", Proceedings of St. Petersburg PowerTech 2005, June 2005.
- [5] Handbook for Electricity Metering, Tenth Edition, Edison Electric Institute, 2002.
- [6] Lopes, J. A. Peças.; Moreira, Carlos C. L.; Resende, F. "*MicroGrids Black Start and Islanding Operation*", Proceedings of 15th Power Systems Computation Conference, August 2005.
- [7] Engler, A. "*Applicability of Droops in Low Voltage Grids*", International Journal of Distributed Energy Resources, vol. 1, No 1, pp. 3-15, 2004.
- [8] Madureira, A.G. "*Definição de Estratégias de Controlo e Avaliação da Estabilidade em Redes de Baixa Tensão com Microgeração funcionando em Rede Isolada*", Dissertação de Mestrado, FEUP, Outubro 2005.
- [9] Ministério de Minas e Energia (MME), *Portaria nº 440* de 15 de abril de 2010. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/acoes/Energia/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf>. [Acesso em: Junho/2013]

- [10] Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), *Redes elétricas inteligentes: contexto nacional*. - Brasília, DF. 2012. Disponível em: <http://www.cgee.org.br> [Acesso em: setembro/2013]
- [11] Keyhani, A. and Marwali, M., *Smart Power Grids 2011*. Chennai, India. Springer, 2011.
- [12] <http://www.smartgrid.gov/>. [Acesso em: Junho/2013]