

CAPÍTULO 4

Distribuição de energia elétrica e as redes inteligentes

4.1 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA INTELIGENTE

As companhias que fazem a distribuição da energia elétrica aos consumidores finais têm obrigação, por lei, de fazê-la levando-se em consideração aspectos econômicos, impactos ambientais e eficiência, ao mesmo tempo que devem garantir um certo nível de qualidade.

No Brasil, conforme já citado no Capítulo 2, a resolução que regulamenta a qualidade da energia é o *Prodist* módulo 8. Esse procedimento é dividido em duas partes: qualidade do produto e qualidade do serviço.

Conforme descrito no Capítulo 2, a qualidade do produto está relacionada à qualidade da tensão. Já a qualidade do serviço está ligada a indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica e tempo de atendimento às ocorrências emergenciais. A Tabela 4.1 mostra os indicadores encontrados no referido módulo (Aneel, 2021b).

Tabela 4.1 Resumo dos indicadores de qualidade do serviço

Tempo de atendimento às ocorrências emergenciais		Continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica	
TMP	Tempo médio de preparação	DIC	Duração de interrupção individual por unidade consumidora.
TMD	Tempo médio de deslocamento	FIC	Frequência de interrupção individual por unidade consumidora.
TME	Tempo médio de execução	DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora.
TMAE	Tempo médio de atendimento a emergências	DICRI	Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico.
PNIE	Percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupções de energia	DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora.
		FEC	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora.

Fonte: Aneel, 2021b.

A qualidade do serviço é verificada por meio de análises estatísticas e ajuda a avaliar os índices de confiabilidade na distribuição para o planejamento da ampliação física da rede de distribuição.

No entanto, o aumento da demanda de potência ativa pela inserção de mais eletrodomésticos pelos consumidores, devido ao aumento do seu poder aquisitivo, aliado à inserção da geração distribuída por meio da energia fotovoltaica e eólica, tem apresentado grandes desafios às companhias de distribuição no que diz respeito a obediência dos índices de qualidade da energia.

Nesse sentido, novas estratégias relacionadas à filosofia das redes elétricas inteligentes têm sido desenvolvidas e aplicadas mundo afora. Dentre elas, podemos citar:

- Controle de tensão/reactivo inteligente na distribuição.
- Utilização de armazenadores de energia.
- Flexibilização por meio de plantas de potência virtual (do inglês *virtual power plant*).
- Integração pelo lado da demanda (do inglês *demand side integration*).
- Medição inteligente.

Outro fator que pode ser considerado na mudança característica de operação das redes de distribuição são as novas possibilidades relacionadas ao mercado de energia devido à introdução da geração distribuída e ao avanço da tecnologia empregada em equipamentos de medição e transmissão de dados.

4.2 O IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As redes de distribuição são tradicionalmente passivas, ou seja, projetadas para um fluxo de potência unidirecional desde a subestação até os consumidores finais, não

sendo concebidas para suportar a inserção de unidades de geração, ou geração distribuída. Nesse sentido, vários estudos têm indicado que essa integração pode acarretar problemas técnicos e operacionais para a rede. Tal fato aponta para a necessidade de se entender como se daria essa interconexão, atentando-se para a escolha da melhor barra de conexão, além de se determinar o modo de operação dos geradores a fim de minimizar os possíveis impactos para a qualidade da energia elétrica e estabilidade do sistema. Adicionalmente, maior atenção deve ser dispensada à natureza intermitente da geração de energia pelos sistemas fotovoltaicos e eólicos, pois estes dependem da irradiação solar e velocidade do vento, o que condiciona a confiabilidade no fornecimento de energia.

A instalação em larga escala das fontes fotovoltaicas requer meios mais confiáveis para interconexão com a rede de energia elétrica principal. Tem-se, então, o que passou a ser definido como “penetração fotovoltaica”.

A penetração fotovoltaica indica, em dados genéricos, a relação entre a quantidade de potência ativa injetada por geração fotovoltaica distribuída e o nível de demanda de potência ativa de uma determinada rede de distribuição de energia elétrica.

Diversos estudos, como Degefa *et al.* (2015) e Soares *et al.* (2015) tratam dos problemas associados a alta penetração da geração distribuída em sistemas de distribuição. Dentre os casos que vêm sendo analisados, destacam-se como consequências as variações de tensão, as variações de frequência e o aumento/redução de perdas técnicas.

O Brasil é um país de clima predominantemente tropical com um grande potencial energético para a geração de energia elétrica por meio da energia solar. Avaliando somente as regiões Centro-Oeste e Sudeste, em média, o período de insolação é de 7 a 8 horas diárias, com uma irradiação solar anual média de 16 a 18 (MJ/m².dia) (Aneel, 2005).

A geração de energia elétrica por placas fotovoltaicas, em determinados casos, é uma alternativa viável quando se analisam comunidades distantes e com difícil acesso a linhas e redes de distribuição de energia elétrica.

Pode-se citar, como destaque da utilização de energia no caso supracitado, o programa do Governo Federal “Luz para Todos”, que proveu acesso à energia elétrica a muitas famílias brasileiras por meio de sistemas fotovoltaicos (Cunha, 2013).

Em 2012, a Aneel aprovou a Resolução Normativa – RN 482/2012, que estabelece as condições gerais para o acesso da micro e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, advindas de fontes renováveis de energia (Cunha, 2013). Prevê-se dessa maneira um grande aumento na geração de energia elétrica por meio de placas fotovoltaicas e também o aumento da procura por essa tecnologia e desenvolvimento.

Os impactos da inserção de geradores distribuídos à rede de distribuição elétrica, contudo, necessitam ser mais bem estudados. Alguns efeitos poderão ser sentidos somente com o aumento do número de consumidores com geração própria.

Uma vez que em determinadas épocas do ano, por exemplo, no período seco no Brasil, há um aumento de demanda de potência ativa e do consumo de energia elétrica, na maioria das vezes em razão do aumento da utilização de condicionadores de ar, as concessionárias e permissionárias de energia elétrica poderão utilizar como recurso a energia elétrica fornecida pelas micro e minigerações.

Entretanto, o perfil de carga de consumidores residenciais se comporta de uma maneira específica (Jardini *et al.*, 2000). Durante o dia é o período em que a fotovoltáica é maior devido à insolação, e também em que maior parte dos consumidores está fora de suas residências, trabalhando ou exercendo suas atividades diárias, aproveitando esse período para obterem créditos com a energia gerada em vez de utilizá-la. Com isso, há um aumento considerável de potência na rede de distribuição, causando uma variação no nível de tensão da rede e caracterizando um aumento de tensão (Descheemaeker *et al.*, 2014). O inverso também ocorre, ou seja, o aumento da demanda da rede pelo fato de esses consumidores retornarem para suas residências e aumentarem a demanda de potência ativa nos horários de pico, ocasionando uma redução de tensão (Descheemaeker *et al.*, 2014).

Assim, a injeção de potência ativa nas redes ocasiona aumento de perdas técnicas, tornando-se imprescindível o estudo desses fatores, de forma a desenvolver meios que possam verificá-los e minimizá-los.

Neste capítulo, não trataremos da variação de frequência, por não considerarmos micro ou minigrids aqui, de tal forma que variações de frequência nos sistemas aqui considerados, por efeito da GD, não ocorrem.

4.2.1 Controle de tensão/reactivo inteligente na rede de distribuição

O nível de tensão de uma rede de distribuição de energia elétrica é um dos principais parâmetros a ser controlados para que seja possível manter uma boa qualidade na distribuição de energia aos consumidores.

Conceitualmente, é sabido que a sensibilidade na variação dos níveis de tensão está mais relacionada à potência reativa do que à potência ativa. Nesse sentido, os métodos de controle de tensão levam em consideração as variações da potência reativa de um sistema para o controle do nível de tensão do mesmo.

Tradicionalmente, dispositivos como transformadores com comutação de TAP e bancos de capacitores são controlados individualmente e estaticamente, e seus controles não são feitos de maneira coordenada. Esses dispositivos são utilizados com

controles locais e com ajustes fixos, de maneira que não são capazes de acompanhar as variações de cargas diárias (Pinheiro; Garcia, 2018).

O controle de tensão/reactivo (Volt/VAr) em redes de distribuição nos dias de hoje tem enfrentado novos desafios, conforme citado anteriormente, pela inserção de GD. A modernização das redes de distribuição se caracteriza pelo aumento e integração de equipamentos de automação, infraestrutura de comunicação e monitoração em duplo sentido, processamento e controle do sistema, além de que se considera um sistema de distribuição trifásico, desbalanceado e com geração distribuída (Momoh, 2012). A utilização de algoritmos de otimização, como os algoritmos genéticos, otimização por enxame de partículas, para a localização otimizada de bancos de capacitores para o controle Volt/VAr, é uma das áreas de estudos no âmbito das redes inteligentes.

Para além da modernização dos sistemas SCADA, que permitiu melhores comunicação, monitoramento e integração do sistema de distribuição aprimorando o ajuste dos dispositivos estáticos, nas últimas duas décadas o desenvolvimento de novas tecnologias inteligentes tem possibilitado um maior desenvolvimento de estratégias para o controle Volt/VAr. Dentre as ações aplicadas podem ser citadas a automação dos sistemas de distribuição, a introdução de sistemas de gerenciamento de distribuição (DMS, do inglês *distribution management system*) e de infraestrutura avançada de medição (AMI, do inglês *advanced metering infrastructure*).

O DMS é responsável por interconectar a automação avançada da rede por meio de monitoramento e aplicações de controle utilizando-se, para tanto, um DMS inteligente. Esse DMS pode operar diretamente no controle de equipamentos em campo ou mostrar ao operador opções de execução de tarefas (Pinheiro; Garcia, 2018). O DMS pode ser integrado com comunicação via SCADA.

Alguns requisitos necessários para o ajuste em tempo real dos equipamentos destinados ao controle Volt/VAr são (Pinheiro; Garcia, 2018):

- Central de controle DMS com suporte de sistema SCADA para o processamento de medidas em tempo real.
- Implementação de um fluxo de carga trifásico e desbalanceado para otimização e validação dos parâmetros calculados do sistema.
- Disponibilidade de dados recentes gravados ou de infraestrutura de comunicação avançada entre os dispositivos de campo controláveis.
- Dispositivos com acesso remoto.
- Moderno e eficiente sistema de comunicação.

Para além das tecnologias citadas, outra estratégia de controle dos parâmetros do sistema, e principalmente do controle Volt/VAr, é a chamada integração pelo

lado de demanda. Nessa estratégia de controle, a ideia é utilizar não só os dispositivos estáticos das companhias de distribuição, mas também determinados tipos de cargas presentes nas residências dos consumidores. Dentro da integração pelo lado da demanda, existem ainda duas estratégias: a resposta pelo lado da demanda e o gerenciamento pelo lado da demanda.

Por fim, outras duas ações podem ser tomadas para o controle Volt/VAr. A primeira diz respeito à instalação de bancos de baterias nos pontos em que se identificam as maiores degradações nos níveis de tensão da rede. Dado o elevado custo dessa solução, poucos são os sistemas no mundo que a utilizam. A segunda está relacionada ao controle da energia reativa gerada por meio das GD. Nessa estratégia, por meio dos inversores de frequência, ajustando-se o ângulo de disparo de seus semicondutores (tiristores geralmente), ajusta-se o fator de potência da geração e, com a diminuição da geração de potência ativa, gera-se mais potência reativa. No entanto, essa estratégia apresenta dois problemas. O primeiro está relacionado à energia gerada pelo consumidor. Este não quer gerar reativo, e sim ativo, para alimentar seus eletrodomésticos. O segundo encontra-se no fato da complexidade do controle que deve ser aplicado a todos os inversores de frequência dos sistemas de GD, ao mesmo tempo, para o ajuste do reativo necessário para a restauração da tensão em determinado ponto da rede. Como consequência, concessionárias no Brasil, como a Copel, têm limitado a geração distribuída injetada na rede pelos seus consumidores, para conseguir manter os níveis da tensão da rede dentro dos padrões estabelecidos por norma.

4.3 O PAPEL DOS ARMAZENADORES DE ENERGIA

Até meados da última década, o uso de sistemas armazenadores de energia, sejam eles baterias, capacitores eletrolíticos, reservas por bombeamento de água entre outros, é feito apenas em aplicações de reduzida escala, ou ainda em situações bastante específicas.

Porém, a crescente presença do uso de fontes limpas de energia, como a fotovoltaica e a eólica, cuja característica marcante é sua intermitência, e a necessidade de maior flexibilidade no uso da energia gerada tanto por essas fontes como pelo sistema como um todo, aliado ao crescente desenvolvimento tecnológico, têm criado um ambiente propício para a utilização de sistemas capazes de armazenar a energia para sua posterior utilização (Zhang *et al.*, 2017).

Não somente a busca por um maior fornecimento de energia tem ocorrido, mas também a crescente busca pelo acesso à energia de forma limpa e adaptável aos momentos de maior necessidade.

A preocupação pela chamada energia limpa pode ser percebida em função da reunião ocorrida em novembro de 2015, conhecida como COP-21, na qual foi assi-

nado o Acordo de Paris, no qual eram estabelecidos novos parâmetros e metas para redução da emissão de gases contribuintes ao efeito estufa (UNFCC, 2015).

Devido a essa preocupação, percebe-se a crescente utilização das fontes renováveis, com especial destaque às fontes solares e eólicas. Porém, tais fontes são conhecidas por sua intermitência, que muitas vezes não coincide com os picos de consumo de energia do sistema elétrico.

Em virtude dessa intermitência, houve o aumento nas buscas por artifícios que pudessem tornar possível a flexibilização do uso de tais recursos energéticos de modo a reduzir ou anular tal intermitência. Nesse contexto, ressurgiram as pesquisas por tecnologias capazes de armazenar energia elétrica, desde as mais conhecidas e maduras, como os bancos de baterias, até tecnologias mais modernas e arrojadas, como os supercapacitores e o armazenamento por supercondutores (Monteiro, 2017).

Cada uma dessas tecnologias possui seus aspectos positivos e negativos, desde características de funcionamento (tempo de descarga, capacidade de armazenamento entre outros), até seu valor para instalação por unidade de energia armazenada, que as tornarão mais ou menos interessantes em função da aplicação desejada; por isso, é importante compreender que as soluções envolvendo tais sistemas não pode ser considerada com algo do tipo *one size fits all* (U.S. DOE, 2013; Aneke; Wang, 2016).

A Tabela 4.2 ilustra algumas aplicações de sistemas armazenadores de energia já em funcionamento (U.S. DOE, 2013).

Tabela 4.2 Aplicações em escala global de armazenadores de energia

País	Aplicação	Projeto	Tecnologia e aplicação
Itália	75 MW	51 MW de potência para armazenamento autorizado em 2015. 24 MW adicionais financiados.	35 MW de baterias de NaS para descargas de longa duração. Capacidade de carga adicional será direcionada para problemas de regulação de frequência e confiabilidade.
Japão	30 MW	30 MW de instalações de armazenamento de íons de lítio aprovados.	Armazenamento primário de íons de lítio. Recentemente foi aprovada a regulação de armazenamento aumentando a potência de 31 para 55.
Coreia do Sul	154 MW	54 MW de baterias de íons de lítio. 100 MW de armazenamento de energia via ar comprimido (Caes).	Problemas de confiabilidade e UPS.
Alemanha	260 milhões de euros destinados a armazenamento em rede.	172 milhões de euros já foram direcionados a projetos já anunciados.	Hidrogênio, Caes e armazenamento geológico para regulação de frequência.

Fonte: traduzida de U.S. DOE, 2013.

4.3.1 Variações de frequência

A variação de frequência pode ser definida como desvios do valor da frequência em relação ao valor original de frequência (no Brasil, 60 Hz), em decorrência do balanço dinâmico de cargas existente durante a operação do sistema. Desvios significativos do valor original podem ocorrer em função de saídas de grandes blocos de cargas ou faltas nos sistemas de transmissão (sobrefrequências), ou saída de grandes blocos de geração (subfrequências), podendo acarretar problemas à rede elétrica, quando não sanados em tempo hábil.

Problemas envolvendo regulação de frequência podem assumir intervalos de tempo da ordem de alguns segundos, até poucos minutos. Como são problemas ocasionados por saída de grandes blocos de geração ou carga do sistema elétrico, são necessários sistemas de grande densidade de energia, porém com reduzida autonomia, por exemplo, *flywheels*, supercapacitores ou até mesmo bancos de baterias.

Algumas estações envolvendo armazenadores de energia para regulação de frequência já estão em funcionamento, como um sistema de 1 MW de armazenamento na Suíça (ABB, 2015), e também um sistema de armazenamento em trem, por meio de energia gravitacional (*advanced rail energy storage*) no estado de Nevada nos EUA (U.S. DOE, 2023) em construção, com previsão de operação total em 2019.

Um exemplo de sinal enviado ao controle de geração automática pode ser visto na Figura 4.1. *Regulation up* refere-se a um aumento da potência de saída do gerador para aumentar a frequência do sistema. *Regulation down* refere-se à diminuição da potência de saída do gerador para reduzir a frequência da rede (U.S. DOE, 2020).

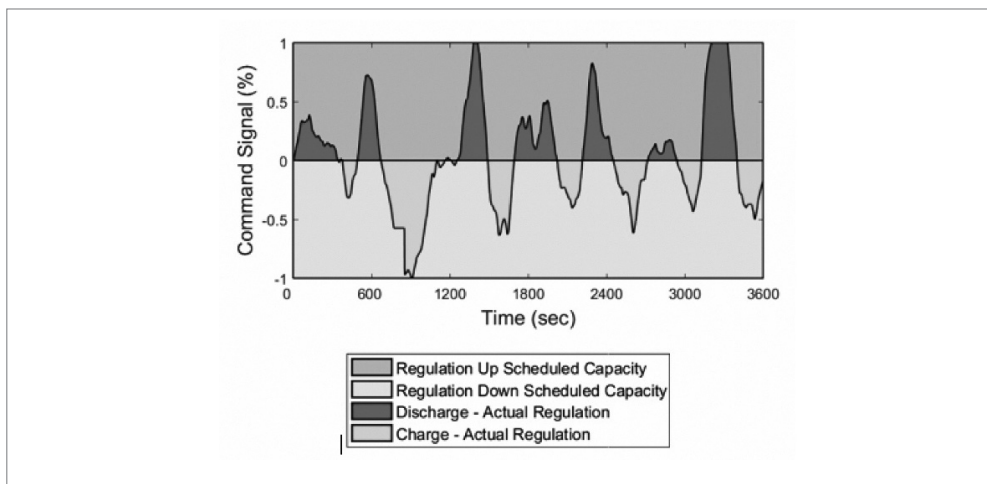


Figura 4.1 Representação do sinal de comando para regulação de frequência.

Fonte: U.S. DOE, 2020.

4.3.2 Minimização de intermitências das fontes renováveis conectadas à rede

Um dos grandes empecilhos relacionados ao aumento da integração das chamadas gerações distribuídas na rede elétrica está relacionado a uma característica intrínseca a muitas fontes renováveis de energia: sua sazonalidade, tanto relacionada às estações do ano quanto à sua própria variação ao longo do dia (Perez *et al.*, 2015).

Basicamente, a potência fornecida à rede pela geração distribuída é controlada por um sistema de conversores CC/CC bidirecionais, no sentido de quando o valor da potência fornecida pelo sistema de energia renovável for maior que o valor previamente estabelecido na malha de controle, a energia “excedente” é direcionada para a carga dos armazenadores de energia. Nos momentos em que essa potência fornecida for menor que o valor padrão, o sistema de armazenamento entra em paralelo com a geração distribuída a fim de suprir o déficit momentâneo.

4.3.3 Nivelamento de carga (*load leveling*) e achatamento de pico (*peak shaving*)

O nivelamento de cargas pode ser entendido como o armazenamento de energia ativa em momentos de pouca carga, ou ainda, para clientes em média tensão, armazenamento de potência ativa nos horários de menor tarifação, e sua posterior utilização nos horários de pico, ou de maior tarifação. Nessa manobra, a própria energia utilizada é advinda da rede, porém o uso do armazenador propicia drenagem dessa potência ativa da rede em momentos que não acarretarão solicitações que possam exceder a suportabilidade do sistema de geração e transmissão.

Quando a energia fornecida aos armazenadores de energia não é proveniente da própria rede, em geral advém de uma mini ou microgeração distribuída, sendo mais considerada a redução da demanda no horário de pico que aspectos econômicos (ABB, 2012). Um exemplo mais clássico envolvendo o *peak shaving* é a utilização de geradores a diesel no horário de pico, tendo em vistas análises para redução de demanda e valor pago.

Como vantagens dessa manobra, temos: redução das solicitações nos sistemas de geração e transmissão no horário de pico, possibilidade de adiamento de investimentos para expansão do sistema de transmissão ou na expansão da malha de geração. A Figura 4.2 ilustra essa estratégia.

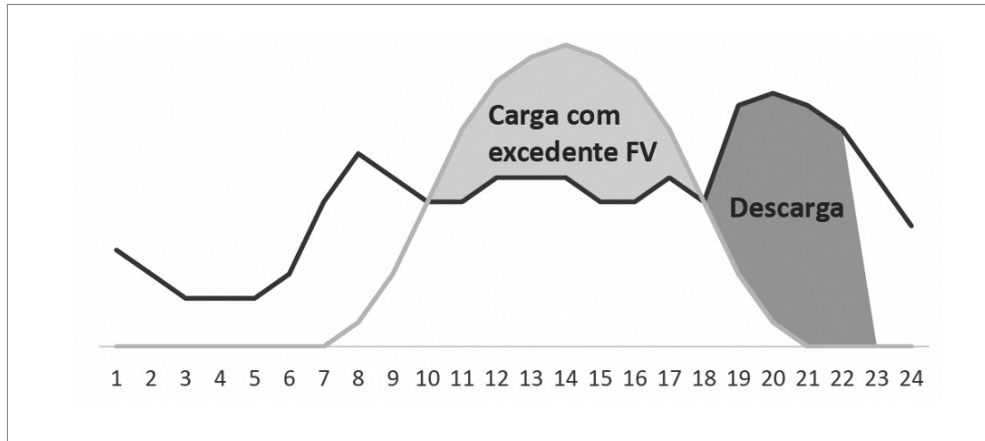


Figura 4.2 Nivelamento de carga e achatamento de pico.

Fonte: EPE, 2021.

4.3.4 Controle de variações de tensão

A variação de tensão é um dos problemas de qualidade de energia elétrica que pode abranger tanto oscilações de curta duração quanto em regime permanente. Nesse sentido, torna-se uma área de grande oportunidade de utilização dos sistemas armazenadores de energia, pela grande gama de tecnologias de possível uso, que possibilitam tempos de funcionamento de alguns segundos (como *flywheels* e supercapacitores), até algumas horas (bancos de baterias e sistemas de bombeamento de água).

É possível observar que a grande gama de tecnologias já existentes em nível de comercialização e em desenvolvimento propiciam aos sistemas de armazenamento de energia uma enorme gama de utilizações no setor elétrico, desde as mais simples e antigas aplicações até aquelas que exigem um controle mais robusto e complexo, como o advento das chamadas smart grids.

O uso dessas tecnologias apresenta uma tendência sem retorno, pela grande gama de tecnologias presentes que ocasionam uma grande versatilidade para soluções de problemas, ocupando um pequeno espaço, de forma não agressiva ao meio ambiente, e gerando uma importante característica que o homem tenta solucionar por décadas no setor elétrico: a flexibilização no uso da energia de modo a aliviar a geração já existente em horários de pico, postergando investimentos em novas centrais geradoras.

Como futuros desafios desse uso, pode-se elencar: o desenvolvimento de novas tecnologias a fim de baratear o custo de tais instalações e o aumento dos estudos de viabilidade técnica e econômica nas mais diversas aplicações na rede elétrica, tanto no nível de consumidor (baixa e média tensão) como no nível do gestor da rede (distribuição, subtransmissão e transmissão); e a conscientização de que o uso dos sistemas de armazenamento de energia não pode ser encarado como uma solução

do tipo *one size fits all*, pois cada tecnologia e cada problema abordados possuem particularidades que tornam um ou outro armazenador mais conveniente no aspecto de seu funcionamento e, principalmente, do aspecto financeiro.

A Figura 4.3 ilustra as faixas de utilização das diferentes tecnologias de armazenamento de energia em função da densidade de energia requerida e do tempo de duração de sua operação.

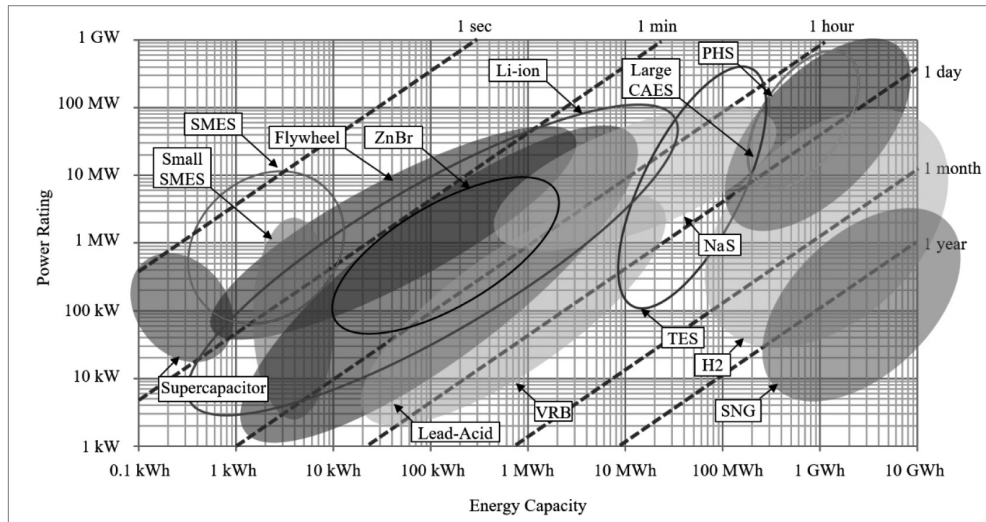


Figura 4.3 Faixas de aplicação recomendada para as diferentes tecnologias de armazenadores de energia.

Fonte: Santos *et al.*, 2020.

É possível observar na Figura 4.3 que as propriedades elétricas de cada tecnologia de armazenadores de energia propicia uma região ótima (do ponto de vista técnico e econômico) para utilização das tecnologias de armazenamento em função da potência ativa desejada, da energia fornecida e do tempo de utilização. Por exemplo, de acordo com a figura, supercapacitores são equipamentos de viabilidade econômica para aplicações de 10 kW até 1 MW de potência, porém com duração de descarga de 1 segundo até 1 minuto.

4.4 PLANTAS DE POTÊNCIA VIRTUAL

Com a geração de energia distribuída crescendo e com o aumento da quantidade de energia injetada na rede de distribuição, novas tecnologias e modelos de negócios têm ajudado no balanceamento de carga e suavização dos impactos referentes à sua variação ao longo do dia. Junto com o aumento do consumo de energia no mundo, novas tecnologias irão influenciar a maneira como geramos, distribuímos e consumimos a energia elétrica. Dentre essas tecnologias, a planta de potência virtual

(VPP) tem demonstrado grande potencial de crescimento na distribuição de energia (Bansal, 2017).

Um modelo de VPP agrega todas as plantas de geração de porte pequeno e médio e os opera em forma de recursos unificados e flexíveis destinados ao mercado de energia ou vende a energia agregada como fonte de reserva. Tecnicamente, a VPP agrega todas as unidades geradoras, incluindo consumidores e pequenas usinas, a uma única entidade que é, então, controlada de maneira centralizada.

Além do mais, a operação de uma VPP requer um sistema inteligente para que, de maneira remota e automática, conduza processos de despacho de energia e geração otimizada, programas de integração pelo lado da demanda e a utilização inteligente de armazenadores de energia para serviços auxiliares (Bansal, 2017).

A principal função de uma VPP está diretamente ligada ao mercado de energia e engloba as seguintes tarefas (Buchholz, 2014):

- Previsão, balanço e coordenação de todos os ativos agregados, como geradores, armazenadores de energia e cargas controláveis, incluindo as gerações eólica e fotovoltaica.
- Conclusão das programações do dia seguinte de todo o VPP e venda da energia programada no mercado de eletricidade.
- Monitoramento, em tempo real, da produção de eletricidade e estimação dos desvios programados.
- Tomada de decisão em um processo de otimização sobre o uso de recursos próprios (controle da geração de energia e/ou gerenciamento pelo lado da demanda (DSM, do inglês *demand side management*) para adequar as cargas controláveis) para a compensação das flutuações ou para o pagamento dos encargos pelo uso da energia de reserva externa fornecida pelo gerente da área de controle.

Um exemplo de uma típica VPP é mostrado na Figura 4.4.

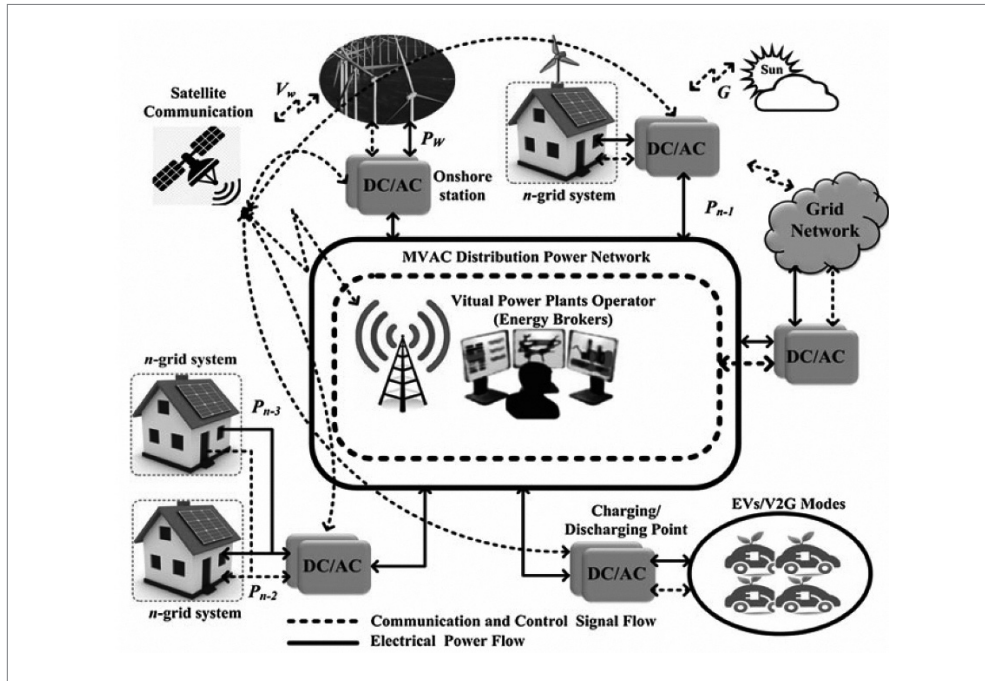


Figura 4.4 Exemplo de uma típica VPP.

Fonte: Bansal, 2017.

Com essas informações, uma VPP pode oferecer o mesmo comportamento que uma planta tradicional.

Normalmente, a energia gerada por fontes renováveis é vendida a somente uma companhia de eletricidade e no mercado futuro. Essas geradoras não podem participar de mercados adicionais, pois seus contratos são exclusivos. Em uma VPP, esses geradores têm a oportunidade de participar de vários mercados de energia e, dessa maneira, maximizar seus lucros. Isso é feito de maneira otimizada pela VPP. Para isso, a coordenação de uma VPP é baseada em ferramentas de otimização.

O estabelecimento de uma VPP requer a instalação de um centro de controle que deve ser conectado, por meio de redes de comunicação, com os detentores de negócios inseridos nela. A VPP necessita de acesso online a uma precisa previsão de tempo da região que controla e dos vários mercados ligados ao suprimento de energia.

4.5 INTEGRAÇÃO PELO LADO DA DEMANDA

As flutuações de energia causadas pela geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis podem ser suavizadas pela adaptação da demanda de energia elétrica. Dessa maneira, a demanda deve ser integrada ao gerenciamento do sistema de potência. Isso permite a utilização otimizada de fontes renováveis assegurando que o balanço

do sistema seja mantido. A integração pelo lado da demanda (DSI, do inglês *demand side integration*) tem duas vertentes:

- DSR: a resposta pelo lado da demanda (DSR, do inglês *demand side response*) consiste no mesmo princípio do DSM, no entanto, os programas relacionados a essa estratégia de controle são baseados nos impactos causados na demanda, de acordo com o comportamento dos consumidores. Para isso, essa estratégia oferece programas baseados na alteração, estática ou dinâmica, das tarifas de energia elétrica ao longo de um período. Essa é considerada uma estratégia de ação “indireta”.
- DSM: o gerenciamento pelo lado da demanda (DSM, do inglês *demand side management*) tem por objetivo atuar diretamente no controle de cargas do consumidor, de maneira a equilibrar a demanda de energia elétrica com a energia gerada e injetada na rede. Essa é considerada uma estratégia de ação “direta”.

4.5.1 Indireta – Resposta pelo lado da demanda

Nessa estratégia de integração pelo lado da demanda, os programas aplicados são feitos por meio da alteração das tarifas de energia elétrica. Dessa maneira, busca-se incentivar os consumidores a aumentar ou diminuir o seu consumo de energia elétrica de acordo com as necessidades do sistema elétrico. De maneira geral, os programas pertencentes a essa estratégia aumentam o valor da tarifa quando é preciso reduzir a demanda, e reduzem o valor da tarifa quando não há exigências referentes ao controle de demanda por parte do sistema. Os programas são classificados como estáticos e dinâmicos.

4.5.1.1 Tempo de uso (TOU)

O primeiro programa de DSR que pode ser citado é o chamado “tempo de uso” (TOU, do inglês *time of use*). O TOU pode ser aplicado por meio de blocos de preço diário fora do horário de pico, nos horários de pico e intermediários. Nesse programa, os preços das tarifas são predeterminados e fixos para cada intervalo de tempo, e são proporcionais à energia elétrica disponível para esses mesmos intervalos. O TOU é considerado um programa estático, uma vez que a estrutura da tarifação é garantida e fixada previamente (Da Fonseca; Chvatal; Fernandes, 2021).

4.5.1.2 Preço em tempo real (RTP)

O programa de DSR denominado preço em tempo real (RTP, do inglês *real time pricing*) consiste em uma metodologia em que o consumidor é informado com antecedência sobre o valor do preço da eletricidade, de maneira que possa tomar decisões

racionais acerca do seu consumo de energia elétrica. Esse período pode ser de 1 dia ou de 1 hora antes da variação do preço da tarifa. O preço de venda da energia elétrica, nessa metodologia, flutua com base nos custos atuais da eletricidade. Esse programa é considerado dinâmico (Da Fonseca; Chvatal; Fernandes, 2021).

4.5.1.3 *Preço de pico crítico (CPP)*

Esse programa é utilizado para forçar os consumidores a diminuïrem seu consumo de energia em períodos de pico de consumo específicos. Esses períodos são bem definidos pelas companhias de energia e o preço da tarifa é aumentado significativamente. Nesse programa, o consumidor é informado instantes antes das mudanças nos preços da energia elétrica (Da Fonseca; Chvatal; Fernandes, 2021).

4.5.2 Direta – Gerenciamento pelo lado da demanda

Nessa estratégia, a DSI é feita pela interferência direta, pela companhia de energia, em determinadas cargas dos consumidores. Geralmente, as cargas utilizadas para esse fim são cargas termostaticamente controláveis, como HVAC (do inglês *heating, ventilation and air conditioning*), freezers e condicionadores de ar. Essas cargas são priorizadas, pois é possível, ao mesmo tempo que se controlam as cargas, monitorar e manter níveis de operação dentro de uma faixa de temperatura apropriada para cada situação. Os programas que fazem parte dessa estratégia oferecem algum incentivo financeiro aos consumidores, uma vez que, a depender da necessidade da companhia elétrica, suas cargas serão controladas a qualquer momento.

4.5.2.1 *Controle direto de carga (DLC)*

O primeiro programa de DSM que podemos citar é o de controle direto de carga (DLC, do inglês *direct load control*). Esse programa consiste no controle de cargas dos consumidores por parte da companhia elétrica a fim de aliviar o sistema de distribuição nos períodos de pico de demanda. Uma vez que se interfere diretamente no funcionamento de equipamentos elétricos dos consumidores, estes são incentivados, por meio de retornos financeiros, a participarem desse tipo de programa.

4.5.2.2 *Reserva de giro ou (SR)*

A reserva de giro (SR, do inglês *spinning reserve*) consiste na utilização, por meio de controle direto, de cargas controláveis dos consumidores, como serviços auxiliares para o controle de frequência do sistema. Em particular, o controle de frequência de um sistema requer uma determinada quantidade de potência ativa para que seja possível reestabelecer o balanço entre carga e geração. Dessa maneira, pode-se utilizar

o DSM como alternativa a esse problema. Nesse programa, os consumidores devem aderir voluntariamente e, por isso, são incentivados por meio de retornos financeiros.

4.6 MEDIÇÃO INTELIGENTE

Os medidores de energia elétrica, em sua concepção original, foram desenvolvidos para que fosse possível calcular a energia ativa consumida (kWh – quilowatt-hora) em um período. Originalmente, esses medidores eram do tipo analógico, conversores eletromecânicos de energia, e permitiam apenas leituras feitas de maneira presencial, por meio de um funcionário da companhia de energia responsável pela distribuição. Dessa maneira, existia apenas um sentido de comunicação por meio desses medidores. Ou seja, eles apenas registravam e informavam por meio de seus painéis a energia acumulada no período. O cálculo do consumo mensal era feito por meio da diferença entre a leitura atual e a leitura do mês anterior.

Nos dias de hoje, com o desenvolvimento da eletrônica digital e da tecnologia empregada nas redes elétricas inteligentes, a necessidade de medidores de energia que, além de registrarem e calcularem o consumo de energia, necessitam monitorar e informar, de maneira remota, outros parâmetros obtidos dos consumidores finais, levaram ao desenvolvimento dos medidores inteligentes.

Se antes os medidores apenas disponibilizavam as leituras feitas de maneira presencial, agora esses medidores inteligentes e digitais enviam e recebem informações em curtos períodos, a cada meia hora, por exemplo, possibilitando ações mais rápidas e eficientes de consumidores e operadores do sistema, com vistas ao aumento da qualidade da energia entregue e da eficiência elétrica dos consumidores.

A integração pelo lado da demanda só é realizável por meio dos medidores inteligentes.

A Figura 4.5 ilustra as diferenças entre a medição convencional e a medição inteligente.

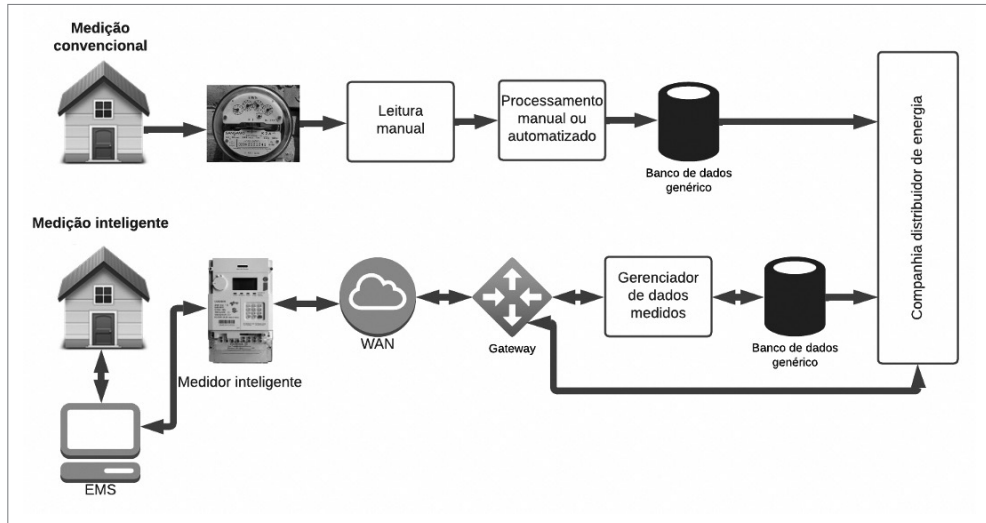


Figura 4.5 Comparação entre medição convencional e inteligente.

Fonte: adaptada de Ekanayake *et al.*, 2012.

De acordo com a Figura 4.5, é possível ver as diferenças entre a medição convencional e a inteligente. Medidores inteligentes têm sua comunicação feita em dois sentidos para um gateway¹ e o sistema de gerenciamento de energia (EMS, do inglês *energy management system*). O gateway permite a transferência de dados do medidor inteligente para a companhia responsável pela distribuição de energia elétrica (Ekanayake *et al.*, 2012).

Os benefícios da medição avançada estão listados na Tabela 4.3. Benefícios de curto prazo, particularmente para os fornecedores de energia e operadores de medições, podem ser obtidos por meio de leituras automáticas do medidor (AMR, do inglês *automatic meter reading*) e do gerenciamento automático do medidor (AMM, do inglês *automatic meter management*). Benefícios de longo prazo surgem de funções adicionais dos medidores inteligentes que resultam do uso de medidas inteligentes nas redes elétricas inteligentes (Ekanayake *et al.*, 2012).

¹ O gateway possibilita a ponte entre os medidores inteligentes, o sistema de gerenciamento de dados e outros atores.

Tabela 4.3 Benefícios da medição avançada

	Benefícios para fornecedores de energia e operadores de rede	Todos os benefícios	Benefícios para o consumidor
Curto prazo	Diminuição dos custos dos medidores e leituras mais precisas. Limitação de perdas não técnicas devido à fácil detecção de fraudes e furtos de energia.	Melhores serviços para o consumidor. Programas de variação tarifária. Facilidade na integração de GD e cargas flexíveis.	Economia no consumo de energia pelo aumento da informação disponibilizada. Cobranças mais frequentes e precisas.
Longo prazo	Redução do pico de demanda por meio de programas DSI e consequente redução dos custos da energia no horário de ponta.	Maior confiabilidade no fornecimento da energia e redução de reclamações dos consumidores.	Simplificação no pagamento da energia gerada pelos consumidores.
	Melhoria no planejamento da geração e manutenção da rede.	Utilização de tecnologias da informação e comunicação para controle remoto de GD, bonificação para consumidores e baixos custos para seu consumo.	Pagamentos adicionais para benefícios de maiores sistemas.
	Suportabilidade para operação de sistemas em tempo real no nível da distribuição. Capacidade da venda de outros serviços (ex.: comunicação por vídeos e banda larga).	Facilidade da adoção de veículos elétricos e bombas de aquecimento para a minimização do aumento do pico de demanda.	Facilidade na adoção de um SEN para maior qualidade de vida enquanto diminui os custos de energia.

Fonte: traduzida de Ekanayake *et al.*, 2012.

Um exemplo de hardware de um medidor inteligente é mostrado na Figura 4.6.

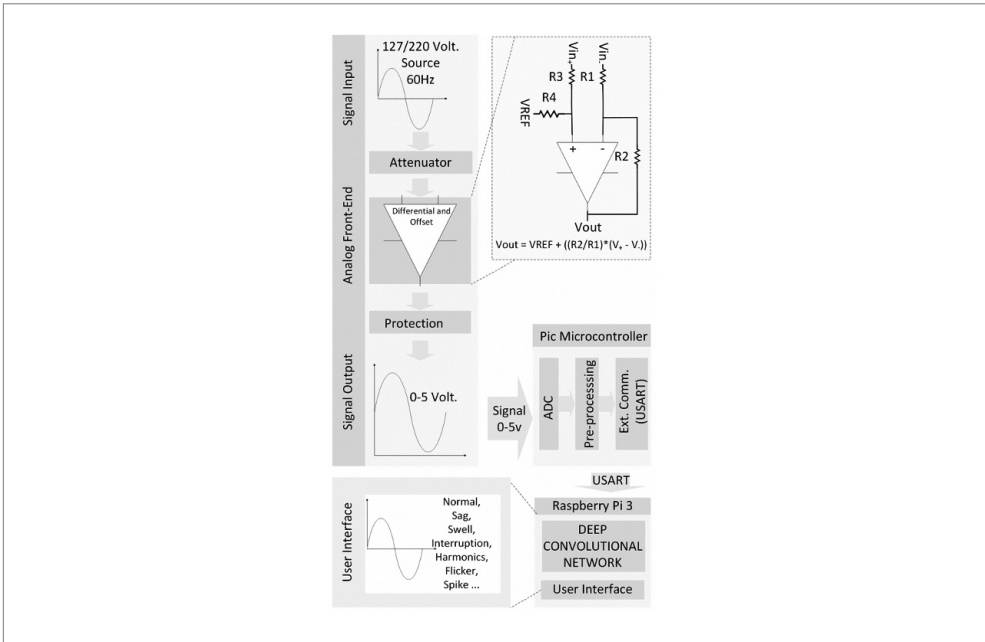


Figura 4.6 Hardware de um medidor inteligente.
Fonte: elaborada pelo autor.

O medidor da Figura 4.6 tem um circuito para a aquisição do sinal analógico da rede, resistores para a atenuação do sinal para valores compatíveis com o nível digital, um amplificador operacional no modo subtrator para sinal de *offset* e um amplificador operacional no modo subtrator para o *zero crossing* do sinal. A implementação do *zero crossing* serve para que o sincronismo do sinal analógico com o circuito de aquisição seja facilitado. Com o sinal já atenuado e seu acoplamento com o *offset*, o sinal é enviado para o canal ADC (do inglês *analog to digital*) do microcontrolador PIC 18F4550-1/P. Com o sinal já adquirido e tratado no PIC, por meio da porta UART (do inglês *universal asynchronous receiver/transmitter*) do minimicrocomputador Raspberry Pi 3, o sinal é enviado, os cálculos necessários são realizados e os resultados obtidos. Esse exemplo se trata do hardware de um medidor inteligente para a detecção de distúrbios relacionados à qualidade da energia por meio de redes neurais convolucionais 2D.

4.7 RELAÇÃO ENTRE REDES INTELIGENTE E MERCADOS INTELIGENTES

Diante de todos os avanços na estrutura de telemetria e nas possibilidades que a tecnologia empregada nas redes elétricas inteligentes pode proporcionar, surgem novos atores ou *players* que se tornam parte do negócio que envolve a venda de energia elétrica.

A oferta de novos serviços relacionados à venda de energia elétrica aos consumidores finais pode requerer a cooperação entre operadores de sistemas de distribuição (DSO, do inglês *distribution system operators*) e vendedores de energia elétrica, no que diz respeito ao compartilhamento de informações. Por meio de sistemas AMI, esses atores podem trocar informações de leituras de consumo e/ou geração distribuída para a melhora da eficiência dos sistemas de distribuição e da qualidade da energia entregue aos consumidores. Esse é um exemplo de negócio do tipo B2B.²

Devido à crescente quantidade de prosumidores inseridos nos sistemas de distribuição, o fluxo de informações entre operadores dos sistemas de distribuição, transmissão e prosumidores torna-se imperativo para que os sistemas possam vir a ser operados de maneira segura e eficiente. Temos, então, modelos de negócios B2B, B2C³ e C2B.⁴

2 B2B significa *business-to-business* e é utilizado para se referir a negócios feito entre empresas.

3 B2C significa *business-to-consumers* e é utilizado para se referir a negócios feito entre empresas e consumidores.

4 C2B significa *consumer-to-business* e é utilizado para se referir a negócios feito entre consumidores e empresas.

No entanto, um dos problemas que podem ocorrer nessas relações de mercado se encontra nos equipamentos de medição e transmissão de dados entre os atores envolvidos no negócio. Uma série de equipamentos de infraestrutura com diversos softwares tem que se comunicar entre si. E para isso, a não padronização da sintaxe dos dados, das interfaces dos sistemas e das taxas de transmissão de dados, por exemplo, precisam ser resolvidas para que todos os sistemas possam enviar e receber dados de maneira que seus sistemas operacionais possam armazená-los, lê-los e interpretá-los. Surgem, então, empresas que prestam o serviço de compatibilizar os sistemas. No entanto, protocolos de padronizações relacionados à telecomunicação devem ser seguidos para que essa comunicação seja facilitada.

Outro tipo de negócio B2C que pode ser citado é o de empresas que oferecem aos prosumidores serviços referentes à integração pelo lado da demanda (ver Subseção 4.5).

A Figura 4.7 ilustra o fluxo de dados e de energia entre os principais atores envolvidos em um mercado de energia inteligente.

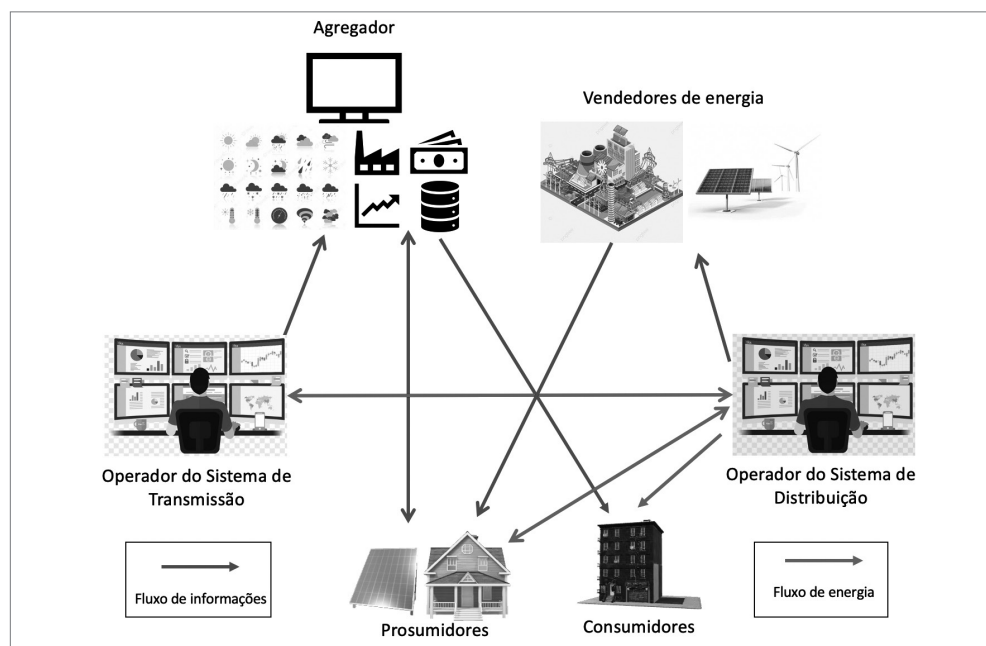


Figura 4.7 Fluxo de energia e informação em uma rede elétrica inteligente entre os *players* do mercado.

Fonte: adaptada de Babs; Makowski, 2008.

Como pode ser visto na Figura 4.7, o avanço da tecnologia empregada nas infraestruturas de medição e transmissão de dados, aliado ao surgimento dos prosumidores, possibilita um sistema de potência mais inteligente, eficiente e, consequentemente, sustentável do ponto de vista ambiental. Porém, novos desafios relacionados aos protocolos de comunicação e transmissão de dados surgem, devendo ser observados com precaução para que seja possível tornar os sistemas comunicáveis.

