

KLS

Sistemas Eléctricos de Potência I

Sistemas Eléctricos de Potência I

Rafael Schincariol da Silva

© 2019 por Editora e Distribuidora Educacional S.A.

Todos os direitos reservados. Nenhuma parte desta publicação poderá ser reproduzida ou transmitida de qualquer modo ou por qualquer outro meio, eletrônico ou mecânico, incluindo fotocópia, gravação ou qualquer outro tipo de sistema de armazenamento e transmissão de informação, sem prévia autorização, por escrito, da Editora e Distribuidora Educacional S.A.

Presidente

Rodrigo Galindo

Vice-Presidente Acadêmico de Graduação e de Educação Básica

Mário Ghio Júnior

Conselho Acadêmico

Ana Lucia Jankovic Barduchi

Danielly Nunes Andrade Noé

Grasiele Aparecida Lourenço

Isabel Cristina Chagas Barbin

Thatiane Cristina dos Santos de Carvalho Ribeiro

Revisão Técnica

Hugo Tanzarella Teixeira

Marcio Aparecido Artero

Ricardo Augusto de Araújo

Editorial

Elmir Carvalho da Silva (Coordenador)

Renata Jéssica Galdino (Coordenadora)

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

Silva, Rafael Schincariol da

S586s Sistemas elétricos de potência I / Rafael Schincariol da
Silva. – Londrina : Editora e Distribuidora Educacional S.A.,
2019.
192 p.

ISBN 978-85-522-1460-1

1. Sistema elétrico. 2. Modelos de rede. 3. Fluxo de
carga. I. Silva, Rafael Schincariol da. II. Título.

CDD 621

Thamiris Mantovani CRB-8/9491

2019

Editora e Distribuidora Educacional S.A.

Avenida Paris, 675 – Parque Residencial João Piza

CEP: 86041-100 — Londrina — PR

e-mail: editora.educacional@kroton.com.br

Homepage: <http://www.kroton.com.br/>

Sumário

Unidade 1	
Introdução aos sistemas elétricos de potência (SEP).....	7
Seção 1.1	
O sistema elétrico de potência (SEP).....	9
Seção 1.2	
Equipamentos elétricos utilizados em SEP.....	25
Seção 1.3	
Subestações de energia.....	43
Unidade 2	
Análise do sistema elétrico de potência.....	57
Seção 2.1	
Sistema por unidade (PU).....	59
Seção 2.2	
Geradores e cargas utilizados em SEP.....	73
Seção 2.3	
Introdução ao fluxo de potência.....	86
Unidade 3	
Sistemas de transmissão em corrente contínua (HVDC).....	103
Seção 3.1	
Introdução aos sistemas de transmissão em corrente contínua.....	104
Seção 3.2	
Sistemas HVDC com elo de corrente.....	118
Seção 3.3	
Sistemas HVDC com elo de tensão.....	133
Unidade 4	
Automação dos sistemas de distribuição de energia.....	147
Seção 4.1	
Motivações para a automação do sistema de distribuição de energia.....	149
Seção 4.2	
Monitoramento das redes de distribuição.....	162
Seção 4.3	
O sistema de gerenciamento da distribuição e suas funções.....	174

Palavras do autor

Quando fazemos uso da energia elétrica, seja em nossa residência ou no ambiente de trabalho e estudo, muitas vezes não nos damos conta do longo caminho percorrido por essa energia. No entanto, só nos damos conta da nossa dependência em relação à esta commodity no momento em que ocorrem as repentinas (ou permanentes) quedas de energia, momento no qual muitas de nossas atividades de rotinas ficam limitadas e há perdas econômicas na produção industrial. De fato, a garantia do fornecimento da energia elétrica de forma contínua e sem interrupções depende da adequada operação e manutenção do Sistema Elétrico de Potência (ou SEP, de forma abreviada). O Sistema Elétrico de Potência corresponde ao conjunto de equipamentos operando de maneira coordenada, desde a geração de energia elétrica até o seu consumo, passando pelos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica de forma a fornecer energia elétrica, mantendo o melhor padrão de qualidade possível. Para tanto, é necessário realizar a adequada análise dos SEPs em regime permanente, nas mais variadas condições de operação, e também as situações de distúrbios para garantir a segurança do sistema como um todo. Atualmente, algumas palavras chaves definem o que se espera dos SEPs modernos, tais como: resiliência, qualidade, confiabilidade e, principalmente, economia! Isso significa que os atendimentos aos padrões estabelecidos para o atendimento da demanda devem ser feitos sempre priorizando o menor custo possível. Esses requisitos são cada vez mais desafiadores nos sistemas de energia modernos cujas novas tecnologias de geração distribuída (tal como a geração fotovoltaica e eólica) e recursos distribuídos (como carros elétricos) tornam a previsibilidade da demanda cada vez mais difícil de ser feita. Nos últimos anos, o setor elétrico passa por uma nova transformação com o advento do conceito de smart grids (redes inteligentes). O aumento da demanda por energia elétrica e a entrada de recursos distribuídos e geração distribuída, principalmente no nível dos sistemas de distribuição de energia, faz com que os padrões de consumo de energia sejam modificados e a previsibilidade da demanda seja comprometida. Essas modificações impactam diretamente os sistemas de proteção existentes que podem, por exemplo, atuar indevidamente desconectando centros de carga e causando prejuízos econômicos de grandes ordens de grandeza. Sendo assim, as informações do

nível da distribuição precisam estar muito bem integradas com a transmissão de forma a promover a adequada operação dos sistemas.

Para entender os fundamentos para análise dos sistemas elétricos de potência, nosso estudo será feito em quatro partes. Na primeira unidade, estudaremos os aspectos básicos dos sistemas elétricos de potência, os equipamentos e modelos utilizados e os princípios de operação das subestações de energia. Na segunda unidade, iremos estudar os fundamentos para análise dos sistemas elétricos de potência. Na terceira unidade vamos conhecer a transmissão de energia elétrica em corrente contínua e saber quando pode ser utilizada. Por fim, na última unidade, estudaremos as tendências para os sistemas modernos de distribuição de energia cujo paradigma de operação tem se alterado conforme o passar dos anos.

São muitos desafios e muitas mudanças às quais o sistema elétrico de potência como um todo precisa se adequar, e você poderá ser um dos profissionais que participará dessa transformação. Assim, desejo a você um ótimo curso e que esses conhecimentos agreguem valor em sua vida profissional.

Unidade 1

Introdução aos sistemas elétricos de potência (SEP)

Convite ao estudo

A energia elétrica é um tipo de commodity indispensável na vida das pessoas. As atividades humanas no mundo moderno dependem muito da disponibilidade e confiabilidade desse recurso, que, em caso de indisponibilidade, pode afetar significativamente a economia de um país e até mesmo do mundo. Um profissional que atue no setor elétrico deve ter em mente que disponibilidade e confiabilidade são aspectos fundamentais. Partindo desse princípio, iniciaremos o estudo dos sistemas de potência de forma a elencar os conhecimentos necessários para solucionar os principais problemas relacionados ao suprimento de energia e atendimento da demanda de energia.

Para contextualizar o estudo desta unidade, vamos imaginar uma empresa de consultoria na área de sistemas de potência que foi criada em 2005 após a reestruturação que levou a criação de um novo modelo do setor elétrico. Essa empresa possui uma equipe muito bem qualificada composta de profissionais formados pelas melhores escolas do país. De uma forma geral, a empresa realiza suas atividades para os sistemas de geração, transmissão, distribuição e utilização da energia atuando em muitos projetos, consultorias e estudos juntamente aos agentes do setor elétrico. Entre esses agentes podem ser destacados os produtores independentes, os consumidores livres, as concessionárias, sempre realizando os trabalhos junto à ANEEL e a ONS. Nos últimos anos, a empresa vem notando que o setor elétrico passa por uma nova transformação. O aumento da demanda por energia elétrica e a entrada de recursos distribuídos e geração distribuída, principalmente no nível dos sistemas de distribuição de energia, faz com que os padrões de consumo de energia sejam modificados e a previsibilidade da demanda seja comprometida. Além disso, as modificações levam a um impacto nos sistemas de proteção existentes, o aumento da demanda causa um aumento excessivo da corrente elétrica levando a operação das linhas de transmissão e distribuição para perto dos limites térmicos de sua capacidade. Além disso, as informações do nível da distribuição agora precisam estar muito bem integradas com a transmissão para evitar o despacho inadequado da geração. São muitos desafios e muitas mudanças às quais essa empresa de consultoria precisa se adequar para continuar competitiva no mercado atual.

Quais são os desafios encontrados nos sistemas de potência atuais? Quais as perspectivas para esse setor nos próximos 10 anos?

No decorrer das seções desta unidade, iremos entender o contexto do sistema elétrico de potência, seus componentes e equipamentos. Dessa forma, em cada seção serão abordados os seguintes temas: na Seção 1.1 analisaremos os aspectos gerais dos sistemas de potência, como eles são constituídos e representados, assim como as particularidades dos setores de geração, transmissão e distribuição de energia. Falaremos dos sistemas interligados e como o setor elétrico se organiza no Brasil. Na Seção 1.2, iniciaremos o estudo dos modelos dos componentes do sistema de potência, mais especificamente dos equipamentos que juntamente às linhas de transmissão e de distribuição de energia compõem o sistema elétrico de potência. Na Seção 1.3, estudaremos as subestações de energia, veremos os principais tipos, arranjos e equipamentos associados.

O estudo desta unidade é extremamente importante para dar seguimento aos estudos mais específicos da análise do sistema elétrico de potência, por isso, é preciso dedicação e empenho. Bons estudos!

O sistema elétrico de potência (SEP)

Diálogo aberto

Caro aluno, iniciaremos esta seção com uma introdução ao SEP (Sistemas Elétricos de Potência), que é considerada uma das máquinas mais complexas já criadas pelo homem (MOHAN, 2016); em seguida veremos como o sistema elétrico é organizado no Brasil, o papel do sistema interligado nacional e como podemos representar o SEP por meio de diagramas unifilares; por fim, também estudaremos as perspectivas futuras do SEP em um cenário com as chamadas redes inteligentes (*smart grids*).

Vamos então imaginar novamente a empresa de consultoria na área de sistemas de potência com uma equipe muito bem qualificada que realiza suas atividades para os sistemas de geração, transmissão, distribuição e utilização da energia, atuando em muitos projetos, consultorias e estudos juntamente aos agentes do setor elétrico. Devido a emergente transformação do setor, com o aumento da demanda por energia elétrica e a entrada de recursos distribuídos e geração distribuída, a empresa começa a identificar desafios e mudanças para as quais ela precisa estar preparada.

Imagine que você trabalha nesta empresa de consultoria e que ela, recentemente, tenha firmado um contrato grande com a EPE, a Empresa de Pesquisas Energéticas. Nesse contrato, estão previstos diversos estudos acerca do comportamento de alguns sistemas de transmissão com o aumento da demanda de energia prevista para os próximos anos, assim como o aumento da geração distribuída e dos recursos distribuídos. O objetivo do projeto junto à EPE é fornecer uma consultoria sobre as tecnologias que devem ser empregadas em termos de equipamentos em todos os sistemas que compõem o sistema elétrico de potência. Seu supervisor o alocou para participar de um evento do setor elétrico na Inglaterra de forma a aprender com as experiências do setor nos países da União Europeia. Nesse evento, haverá um espaço para que os países emergentes como o Brasil apresentem os principais desafios encontrados pelo setor no momento atual, e você deve preparar uma apresentação de 15 minutos com as características do sistema elétrico brasileiro e as tendências futuras para o país. Como você realizaria essa tarefa? Que informações são relevantes para que a audiência da sua apresentação consiga entender os desafios de forma a haver uma troca de experiências com os profissionais do setor elétrico em países da Europa?

Nesta seção, elencaremos o conhecimento necessário para que você possa realizar essa apresentação com propriedade, sendo capaz de tirar dúvidas e trocar experiências diversas com os profissionais da área. Bons estudos!

Não pode faltar

Para iniciar o nosso estudo acerca dos sistemas elétricos de potência (SEPs), precisamos inicialmente defini-los. Um SEP é um sistema que interliga produtores de energia e consumidores de energia para suprimir a demanda de energia dos consumidores transmitindo essa energia por meio das linhas de transmissão e distribuição, elevando e abaixando os níveis de tensão por meio das subestações de energia e transformadores. Assim, a função primeira de um SEP é a de suprir a demanda de energia de consumidores, sejam eles residenciais, comerciais ou industriais. Esse sistema é considerado uma das mais complexas máquinas que foram construídas pelo homem, de forma que a operação, o controle e a manutenção dessa máquina exigem um alto grau de tecnicidade (MOHAN, 2016).

Para entender como chegamos à essa máquina complexa, vamos partir da descoberta da eletricidade por Benjamim Franklin, em 1752. Desde esse marco, a utilização desse recurso pelo homem vem passando por diversos aperfeiçoamentos. Um evento importante a ser destacado é o surgimento do motor e do gerador elétrico em 1831. Em 1870, as primeiras lâmpadas a arco começaram a ser utilizadas em um sistema de iluminação pública, e mais posteriormente foi instalada a primeira central elétrica CA, em Godalming, na Inglaterra, acionada por uma roda d'água, alimentando um sistema de sete lâmpadas de arco voltaico de 250 V e 34 lâmpadas incandescentes de 40 V (PINTO, 2018).

Ainda em 1881, Thomas Alva Edson desenvolveu uma estação de energia elétrica, a Pearl Street Station, em Nova York, nos EUA. Essa estação, que entrou em operação em 1882, contava com 6 geradores de corrente contínua (CC) cujas máquinas primárias eram motores a vapor, e o sistema como um todo fornecia 30 kW em 110 V para 59 consumidores instalados em uma área de 1,5 km de raio. Entretanto, os desenvolvimentos e as demonstrações de George Westinghouse sobre o uso de corrente elétrica alternada (CA) para a transmissão de energia elétrica vieram para suprir a necessidade de transmissão de energia em grandes distâncias, com a possibilidade de se elevar o nível de tensão para a redução de perdas de potência, utilizando os transformadores também inventados em 1881 (PINTO, 2018).

Por um tempo, houve uma grande discussão sobre qual a melhor tecnologia, em CC ou CA, a ser utilizada para se transportar a energia elétrica; foi a chamada “Guerra das Correntes” (UOL, 2018). Com o estabelecimento da

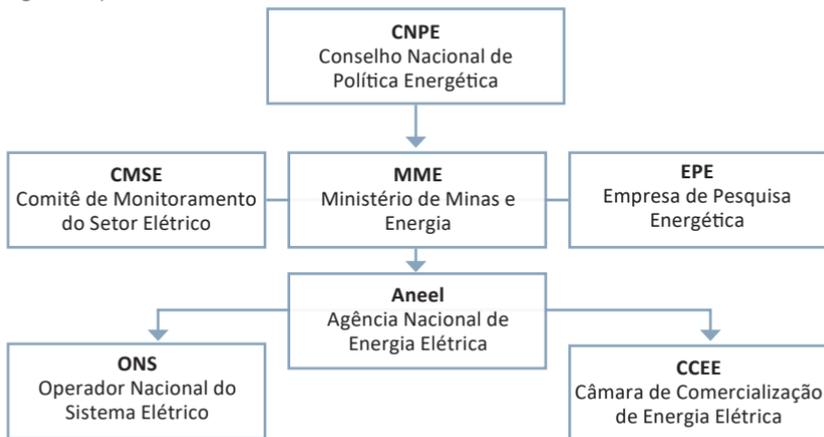
corrente alternada para a transmissão de energia elétrica, começaram a surgir as construções de linhas trifásicas de alta tensão, favorecendo o surgimento e o crescimento de empresas de transmissão de energia a partir de 1895. Devido à dificuldade de utilização de equipamentos de fornecedores diferentes, existiu uma necessidade de padronização da frequência da rede elétrica que antes era de valores variados. A frequência de geração de eletricidade foi então padronizada, sendo que, em alguns países, o valor da frequência é de 60 Hz (como no Brasil, por exemplo) e em outros, o valor da frequência é de 50 Hz. Essa padronização favoreceu as interconexões entre equipamentos e, até mesmo, entre diferentes sistemas. Apesar da consolidação da corrente alternada como forma de transmissão da energia elétrica a partir de 1954, com a interligação por meio de um link CC de 20 MW entre a ilha de Gotland e a Suécia, os sistemas de transmissão em corrente contínua começaram a ganhar espaço devido ao desenvolvimento das válvulas de mercúrio. Elas colaboraram economicamente para o uso dos sistemas de transmissão em CC, que também são conhecidos como sistemas HVDC (do inglês, *high voltage direct current*). Esses sistemas se apresentam mais vantajosos que os convencionais sistemas de corrente alternada quando se tem por objetivo implementar linhas de transmissão de longas distâncias, como, por exemplo, as superiores a 500 km (PINTO, 2018).

No Brasil, a exploração da energia elétrica se inicia no século XIX, com a primeira usina sendo construída em 1901. Nesse momento, a regulação ainda era local e com uma iniciativa privada (nacional e estrangeira). Com a criação do Código de Águas (1934), na era Vargas, e do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), o problema da exploração e utilização da energia elétrica por meio de fontes hídricas foi extensivamente estudada e explorada no país. Após a Segunda Guerra Mundial, o sistema elétrico brasileiro ganhou maiores proporções com a hidrelétrica de Paulo Afonso I, com potência instalada de 180 MW. Na década de 1980, veio também a hidrelétrica Itaipu Binacional (Brasil e Paraguai) (PINTO, 2018).

Ao longo dos anos, o setor elétrico brasileiro passou por diversas modificações com criações e renomeações de empresas do setor elétrico. Um conceito importante é o processo de desverticalização do setor elétrico, que foi praticamente implementado em todo mundo. Anteriormente a esse processo, as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia eram realizadas por uma única empresa. No entanto, pelo modelo proposto após a desverticalização, cada uma dessas atividades deve ser realizada por apenas uma empresa; isso estimularia a competição e geraria uma maior qualidade aos serviços prestados (MONTICELLI, 2011).

No Brasil, com a desverticalização do setor elétrico, uma série de modelos foram estabelecidos para a organização do setor, até que, após o ano de 2004, foi consolidado um novo modelo do setor, conforme mostrado na Figura 1.1.

Figura 1.1 | Estrutura do setor elétrico brasileiro



Fonte: PINTO (2018, [s.p.]).

Podemos perceber que na estrutura do setor elétrico, temos as seguintes organizações coordenadas de forma hierárquica. O Ministério de Minas e Energia (MME) é um órgão da administração federal direta que tem o papel de formular, induzir e supervisionar a implementação das ações do governo relacionadas à política energética nacional, não apenas no que diz respeito ao setor elétrico, mas em toda a sua abrangência, incluindo as fontes de recursos minerais e energéticos, o aproveitamento da energia hidráulica, os setores de mineração e metalurgia e os setores de petróleo, combustível e energia elétrica, inclusive nuclear. O MME ainda supervisiona a implementação dos projetos de eletrificação e energização rural, agroenergia custeado com recursos associados ao Sistema Elétrico nacional e zela pela harmonia estrutural e conjuntural do atendimento à demanda de energia utilizando os recursos energéticos do país (ONS, 2018).

Ainda no âmbito da presidência da república, o Conselho Nacional de política energética (CNPE) tem o papel principal de assessoramento na formulação de políticas energéticas para o país, assim como viabiliza o aproveitamento dos recursos energéticos, a revisão da matriz energética e o estabelecimento de diretrizes. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) foi criado no âmbito do MME e tem o papel de assegurar a continuidade do suprimento de energia no território nacional. Nesse sentido, cabe ao CMSE acompanhar o desenvolvimento e as condições de abastecimento do sistema elétrico como um todo, realizar análises integradas de segurança de forma periódica, identificar problemas na regularidade dos serviços e elaborar propostas, soluções e recomendações de ações preventivas ou de solução para os casos de não regularidade (ONS, 2018).

A Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) tem o papel de realizar estudos e pesquisas de forma a contribuir com o planejamento do setor energético de forma a criar uma série de ações a serem implementadas para realização da política energética. Para tanto, essa instituição precisa estar em constante articulação com as demais instituições (ONS, 2018).

O Operador Nacional do Sistema (ONS) coordena e controla a operação do sistema elétrico de potência. Esse controle tem por base a otimização, de forma a garantir os padrões em um menor custo possível, garantindo que todos os agentes tenham acesso ao sistema e contribuindo para a expansão do sistema ao menor custo. Esse órgão está sob a regulação e fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Entre as atribuições da ANEEL, além da regulação e fiscalização, destacamos a promoção das atividades de outorga de concessões, a permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, a implementação de políticas de expansão e aproveitamento de recursos advindas do governo federal, o estabelecimento de tarifas e a intermediação dos conflitos entre os agentes e consumidores. Já a Câmara de Comercialização de energia elétrica (CCEE) viabiliza um ambiente de negociação de compra e venda de energia, mas também determina os débitos e créditos dos agentes com base nas diferenças apuradas, desenvolve e divulga as normas de comercialização, promove leilões, gerencia contratos de compra e venda e zela pela segurança do ambiente comercial monitorando e verificando se as ações dos agentes estão condizentes com as normatizações e a legislação vigente (ONS, 2018 e PINTO, 2018).

Além disso, temos diversas organizações referentes aos quatro grandes agentes, são os geradores, as transmissoras, as distribuidoras e as comercializadoras de energia.



Saiba mais

Para se chegar no novo modelo do setor elétrico brasileiro, houve muitas modificações estruturais desde o século XIX, quando o uso da energia começou a ser explorada no Brasil. Essa história completa pode ser estudada nas Seções 5.1 5.2 e 5.3 da referência a seguir:

PINTO, M. O. **Energia Elétrica** – Geração, transmissão e sistemas, 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2018.

Fisicamente, um SEP é composto basicamente por três subsistemas, que são os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia, que serão definidos com mais detalhes no tópico **Assimile** a seguir.



Assimile

Sistemas de Geração

O sistema de geração compreende o subsistema no qual são encontradas as unidades geradoras de grande porte, normalmente em tensões da faixa de 30 kV ou inferiores. No Brasil, temos um parque gerador que é predominantemente formado por usinas hidrelétricas, embora formas de geração centralizadas utilizando outras fontes de energia têm se tornado cada vez mais frequentes.

O Sistema de geração tem por principal função transformar algum tipo de energia primária em energia elétrica. Veja que aqui não estamos nos referindo somente à energia das águas por meio das hidrelétricas, mas essa energia pode também vir da queima de algum combustível (como no caso das usinas termoeletricas) ou, mais recentemente, dos ventos na forma de energia eólica ou da luz solar, na forma de energia fotovoltaica.

Sistemas de Transmissão

Os centros de geração estão normalmente localizados longe dos pontos de consumo efetivo da energia gerada. Dessa forma, faz-se necessário estabelecer um sistema de transmissão robusto e eficaz, capaz de transportar essa energia de forma a minimizar ao máximo as perdas de potência nesse processo.

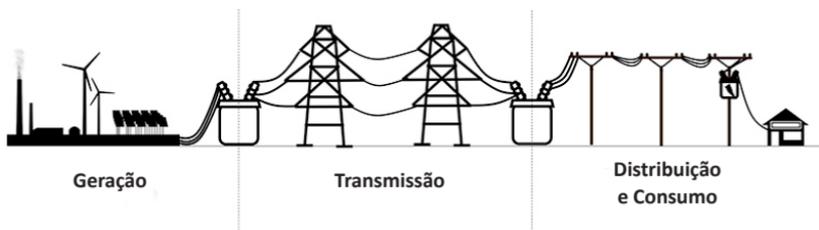
Os sistemas de transporte são constituídos pelo sistema de transmissão e distribuição de energia. Os sistemas de transmissão têm a função principal de conectar a geração centralizada aos centros de carga, ou ainda, une um sistema a outro por meio de conexões formadas por linhas de transmissão e subestações. Ainda é comum subdividir esse sistema em transmissão e subtransmissão. Nesse caso, a transmissão tem a função de conectar a geração centralizada em um sistema organizado em malhas, normalmente feito em tensões iguais a 230kV ou tensões superiores. Já a subtransmissão conecta os centros de carga à malha principal de transmissão em tensões de 138 kV e 69 kV, normalmente.

Sistemas de Distribuição

Esses sistemas têm o papel de receber a energia dos sistemas de transmissão (ou subtransmissão) e realizar a entrega aos consumidores finais. A interface entre a transmissão e a distribuição é feita pelas subestações primárias de distribuição, que recebem a energia das linhas de transmissão/subtransmissão em alta ou média tensão, por meio de transformadores de potência, e fazem a conversão da tensão para uma de menor valor, sendo essa ainda de média tensão (normalmente 13.8 kV em redes primárias no Brasil). Para que a energia seja distribuída aos consumidores, ela ainda é reduzida para níveis de baixa tensão na rede secundária, por meio de transformadores (220/127 V) (GEDRA, 2014; MOHAN, 2016; MONTICELLI, 2011 e PINTO, 2018).

Na Figura 1.2 temos um diagrama que apresenta como esses subsistemas estão organizados em um sistema elétrico de potência. É importante, contudo, saber que esse sistema tem por principal objetivo atender aos requisitos definidos pela trilogia da operação baseado no atendimento dos requisitos de continuidade, qualidade e custos. Em termos de continuidade espera-se que a demanda por energia elétrica dos clientes seja atendida sem interrupções no fornecimento. Em termos de qualidade, espera-se que os padrões de fornecimento estabelecidos em normas sejam atendidos com o mínimo de variação possível. Já em termos de economia e custos, significa que o atendimento da demanda de energia, de maneira contínua e nos padrões de qualidades exigidos, deve priorizar o menor custo possível (MOHAN, 2016 e MONTICELLI, 2011).

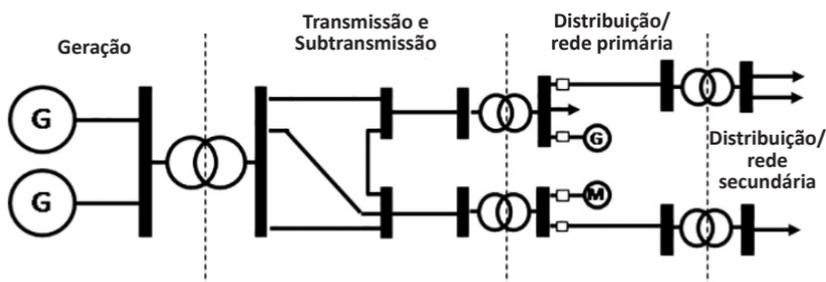
Figura 1.2 | Subsistemas do sistema elétrico de potência



Fonte: elaborada pelo autor.

A representação do SEP pode ser feita por meio de diagramas unifilares, conforme apresentado na Figura 1.3. Esses diagramas na verdade representam as interconexões das linhas de transmissão e dos subsistemas de geração, transmissão e distribuição de energia. Apesar de ser em sua grande maioria linhas compostas por sistemas trifásicos, o diagrama unifilar fornece uma representação simples dos sistemas. Além disso, quando se tratam de sistemas equilibrados (como os sistemas de transmissão de energia), a análise pode ser feita utilizando apenas uma das fases, e o uso do diagrama unifilar favorece essa análise (MOHAN, 2016 e MONTICELLI, 2011).

Figura 1.3 | Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência

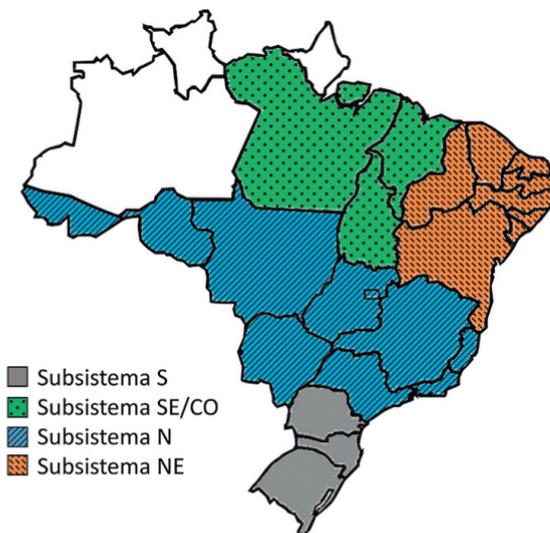


Fonte: elaborada pelo autor.

Depois do surgimento e amadurecimento dos sistemas elétricos de potência, esses sistemas começaram a ser interligados e controlados de forma conjunta. No Brasil, os sistemas cresceram e foram conectados de forma a obter o Sistema Interligado Nacional (SIN) em primeiro de março de 1999. Esse sistema é um dos maiores que podem ser encontrados em todo mundo e possui um sistema de produção e transmissão de energia do tipo hidro-térmico (entretanto, devido a entrada dos grandes parques eólicos, pode-se ainda dizer que se trata de um sistema hidro-termo-eólico). Isso quer dizer que o planejamento do despacho é essencialmente realizado por meio das hidroelétricas (predominantemente) e termoeelétricas. O SIN abrange quase a totalidade do suprimento de energia aos consumidores (menos de 2% apenas são representados por sistemas isolados), sendo formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte (MONTICELLI, 2011 e ONS, 2018).

De toda a capacidade do sistema, cerca de 65% está localizado no quadrilátero dos reservatórios situados nos estados de MG, GO e SP, nas bacias dos rios São Francisco, Grande, Tocantins e Paranaíba. Logo, por depender de grandes reservatórios, o planejamento do sistema hidrotérmico é essencialmente determinado pela previsão de chuvas ao longo dos meses, sendo que os fluxos de armazenamento dos reservatórios são responsáveis por atender a demanda de energia elétrica do SIN. A Figura 1.4 mostra os subsistemas do sistema interligado, e no site da ONS pode ser visualizado o mapa dinâmico do sistema interligado indicando as interligações dos quatro subsistemas (ONS, 2018).

Figura 1.4 | Subsistemas do Sistema interligado Nacional



Fonte: elaborada pelo autor.



Saiba mais

Assim como o Brasil, diversos países ao redor do mundo possuem seus sistemas elétricos de potência interligados. Para conhecer melhor como funcionam os sistemas interligados pelo mundo, sugerimos a leitura do Capítulo 6 da referência a seguir:

PINTO, M. O. **Energia Elétrica – Geração, transmissão e sistemas**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2018.

É fato que os sistemas elétricos de potência estão atualmente passando por um processo de constantes mudanças cuja dinâmica é crescente. Sendo assim, cabe-nos fazer uma breve análise de qual deve ser o futuro dos sistemas elétricos de potência.

As tendências futuras do setor elétrico brasileiro abrangem uma série de aspectos relacionados tanto ao desenvolvimento tecnológico quanto à necessidade de suprir a demanda de energia em um cenário em que a capacidade térmica das linhas começa a chegar em seu limite. Por muito tempo, o foco do controle da operação do sistema esteve voltado para os sistemas de geração e transmissão. No entanto, houve um crescimento da penetração das fontes de energia renovável, tais como eólica e fotovoltaica, no nível da distribuição e subtransmissão de energia de forma distribuída por todo o sistema (a chamada Geração distribuída), e essa fonte de geração, além de atender às demandas de carga localmente, revertem o sentido dos fluxos de energia na distribuição que antes eram unidirecionais (PINTO, 2018 e PWC, 2017). Além disso, geram a imprevisibilidade da demanda existente devido à característica estocástica desses tipos de geração. Existe uma forte tendência do uso de recursos distribuídos na rede que também impactam na imprevisibilidade de carga. Dessa forma, a necessidade do controle, supervisão e operação das redes de baixa tensão se tornam necessários no contexto atual.



Refleta

Em um cenário em que fontes de energia vêm sendo alocadas no sistema de distribuição e subtransmissão, quais os impactos que se podem esperar na operação dos sistemas de potência da forma que conhecemos hoje?

A transformação no setor elétrico atualmente elenca elementos de ruptura que estão inter-relacionados, dividindo-se basicamente em quatro áreas: oferta de energia descentralizada, Fortalecimento do consumidor, Inovação tecnológica e Tecnologia da informação (PWC, 2017).

A oferta de energia descentralizada é em decorrência da geração distribuída. Uma vez que já é possível que os consumidores gerem a sua própria energia, por exemplo, utilizando painéis fotovoltaicos, a figura do consumidor passa a depender menos das concessionárias, sendo necessário que elas ofereçam um diferencial em seus serviços. Em muitos países, a competitividade entre empresas distribuidoras permite aos consumidores escolher as melhores empresas, com as menores tarifas, para fornecer a energia elétrica em um mercado bem competitivo.



Exemplificando

No Reino Unido, desde 1978, podem ser utilizados medidores e equipamentos específicos para um tipo de tarifa denominada *Economy 7* (*The green age*, 2013). Esse tipo de tarifa utiliza uma base de carga de geração para fornecer uma tarifa mais baixa em períodos de baixa demanda por energia (*off-peak*) usualmente durante a noite. As residências que aderirem a esse tipo de tarifa devem utilizar medidores especiais que fazem dois tipos de leituras de energia: uma no período da noite e uma no período do dia. A energia consumida no período diurno é tarifada em um valor mais alto enquanto que a energia consumida durante o período da noite é tarifada em um valor mais baixo. O período noturno total de tarifa reduzida é de cerca de sete horas e, por isso, é dado o nome da tarifa. A diferença entre a tarifa do período noturno em relação ao diurno pode chegar a cerca de 50% de redução, dependendo da concessionária optada pelo cliente (no Reino Unido, os consumidores podem escolher entre as operadoras de Energia da mesma forma que no Brasil podemos escolher as operadoras de telefonia).

Assim, com a entrada da geração distribuída e dos recursos distribuídos, a mudança no comportamento do consumidor e o aumento do volume de dados devido às novas tecnologias de medição e à inovação tecnológica, existe a necessidade da controlabilidade do sistema como um todo, somente possível com uma integração das informações em todos os níveis por meio da tecnologia da informação. Esse é um caminho sem volta para as chamadas redes inteligentes, ou *smart grids* (PWC, 2017).

Sem medo de errar

Vamos então retomar a situação em que você trabalha nesta empresa de consultoria, em um projeto junto à EPE sobre as tecnologias que devem ser empregadas em termos de equipamentos em todos os sistemas que compõem o sistema elétrico de potência. Seu supervisor o alocou

para participar de um evento do setor elétrico na Inglaterra, de forma a aprender com as experiências do setor nos países da União Europeia. Nesse evento haverá um espaço para que os países emergentes, como o Brasil, apresentem os principais desafios encontrados pelo setor no momento atual, e você deve preparar uma apresentação de 15 minutos com as características do sistema elétrico brasileiro e as tendências futuras para o país.

Para iniciar a apresentação, é importante destacar a abrangência que o sistema elétrico brasileiro tem, tanto em proporções geográficas como em números. Sendo assim, vale a pena abranger uma apresentação inicial sobre a formação do sistema elétrico brasileiro, a estrutura organizacional, quem são os agentes, e abordar como funciona o Sistema Interligado Nacional (SIN), citando suas interconexões e formas de operação. Um recurso importante para estruturar essa apresentação é consultar os dados do SINDAT no site da ONS, além das informações sobre a matriz energética atual.

Contudo, é importante, na apresentação, focar os desafios encontrados pelo setor elétrico atualmente. Muitos desses desafios já foram encontrados de forma semelhante em países da União Europeia, e, sendo assim, ao falar deles, certamente poderá se estabelecer uma relação com a qual poderá haver a troca de experiências. Em termos de tendências futuras do setor elétrico brasileiro podem ser elencados os principais elementos de ruptura que estão relacionados. Esses elementos que levam a uma transformação do setor elétrico se dividem basicamente em quatro áreas: oferta de energia descentralizada, fortalecimento do consumidor, inovação tecnológica e tecnologia da informação.

Em termos de oferta descentralizada, temos uma perspectiva de uma profunda mudança na matriz energética, com a inserção de fontes de energia renovável. A geração distribuída também é crescente e a instalação de painéis solares em residências já é uma realidade. Isso leva basicamente a um fortalecimento do consumidor, agora, também denominado *prosumers* (uma junção dos termos para produtor e consumidor, no inglês), pois existe a possibilidade de eles gerarem a própria energia, fornecendo o excedente à rede elétrica em troca de créditos de energia para abatimento do valor pago em conta. Dessa forma, os serviços das concessionárias que facilitam decisões, valorizam a inteligência no uso de energia elétrica e possibilitam reduzir a conta de energia final ganharão competitividade no mercado.

Em termos estruturais, a evolução tecnológica em termos de equipamentos leva também a uma mudança de paradigma no consumo de energia.

A utilização de carros elétricos e elementos de armazenagem (por exemplo, as baterias em sistemas fotovoltaicos) levam à mudança do padrão de consumo de energia, que, até então, com um sistema de distribuição mais passivo era bem definido, podendo, inclusive, ser caracterizado o tipo de consumidor (residencial, comercial e industrial). Essa nova característica das cargas pode dificultar o processo de inovação na forma de prestar os serviços de fornecimento de energia pela concessionária

Apesar de toda essa mudança que gera imprevisibilidade da demanda, com a evolução tecnológica de equipamentos de medição, tais como os medidores inteligentes que já estão sendo implementados para faturamento de energia, surge também a disponibilidade de uma grande quantidade de dados que agora pode ser utilizada de forma a serem desenvolvidas novas tecnologias de análise e controle. Nesse sentido, a utilização da tecnologia de informação se torna essencial, envolvendo assim os conceitos de big data, inteligência artificial e conectividade, *smart grids*, entre outras novas terminologias. A coleta e o processamento de um alto volume de dados se faz necessária e permitirão que as ações de supervisão e controle sejam tomadas de forma inteligente e preditiva.

Além disso, um tema muito atual e que afeta diretamente o setor elétrico é o tema da sustentabilidade, fortemente endossado pela redução dos custos de implementação das fontes de energia renovável, com destaque para a energia fotovoltaica. Isso significa que o controle do sistema elétrico como um todo deve prever não somente a operação do sistema interligado, mas também das possíveis microrredes. O conceito de microrredes é uma rede de distribuição que pode operar isoladamente do sistema de distribuição da concessionária, sendo atendido por fontes de geração distribuída. Embora sendo operada de forma isolada, ainda não é claro qual o grau de controle que deve ser atribuído à esta rede e como ela deve responder às conexões e desconexões junto à rede elétrica convencional. Sendo assim, os aspectos econômicos e regulatórios para implantação dessas redes devem ser exaustivamente investigados no contexto dos sistemas elétricos de potência.

Essas são somente algumas das informações que podem ser incluídas em relação às tendências futuras do sistema elétrico brasileiro. Contudo, não estão limitadas a somente esses aspectos. Quanto mais avançamos tecnologicamente e nas pesquisas desenvolvidas, muito mais desafios certamente encontraremos pelo caminho.

Interpretando um cartão de entrada de dados de um sistema elétrico de potência

Descrição da situação-problema

Para as simulações dos sistemas elétricos de potência é necessário que se entre com dados de entrada da rede com as informações dos parâmetros e das interconexões. O *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) fornece redes de teste para que sejam testados os programas de simulação que são criados pelos diversos centros de pesquisa e empresas do setor. O Quadro 1.1 a seguir apresenta um cartão de entrada de dados de uma rede de 14 barras. Como você faria para esboçar o diagrama unifilar do sistema utilizando estes dados?

Quadro 1.1 | Cartão de dados de entrada da rede de 14 barras do IEEE

```

08/19/93 UW ARCHIVE      100.0 1962 W IEEE 14 Bus Test Case
BUS DATA FOLLOWS      14 ITEMS
1 Bus 1  HV  1  1  3  1.060      0.0      0.0      0.0      232.4  -16.9  0.0  1.060  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0
2 Bus 2  HV  1  1  2  1.045     -4.98    21.7    12.7    40.0    42.4  0.0  1.045  50.0 -40.0  0.0  0.0  0.0
3 Bus 3  HV  1  1  2  1.010    -12.72   94.2    19.0    0.0    23.4  0.0  1.010  40.0  0.0  0.0  0.0  0.0
4 Bus 4  HV  1  1  0  1.019    -10.33   47.8    -3.9    0.0    0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0
5 Bus 5  HV  1  1  0  1.020     -8.78    7.6     1.6    0.0    0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0
6 Bus 6  LV  1  1  2  1.070    -14.22   11.2    7.5    0.0    12.2  0.0  1.070  24.0 -6.0  0.0  0.0  0.0
7 Bus 7  ZV  1  1  0  1.062    -13.37   0.0     0.0    0.0    0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0
8 Bus 8  TV  1  1  2  1.090    -13.36   0.0     0.0    0.0    17.4  0.0  1.090  24.0 -6.0  0.0  0.0  0.0
9 Bus 9  LV  1  1  0  1.056    -14.94   29.5    16.6   0.0    0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.19  0
10 Bus 10 LV  1  1  0  1.051    -15.10   9.0     5.8    0.0    0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0
11 Bus 11 LV  1  1  0  1.057    -14.79   3.5     1.8    0.0    0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0
12 Bus 12 LV  1  1  0  1.055    -15.07   6.1     1.6    0.0    0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0
13 Bus 13 LV  1  1  0  1.050    -15.16   13.5    5.8    0.0    0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0
14 Bus 14 LV  1  1  0  1.036    -16.04   14.9    5.0    0.0    0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0
-999
BRANCH DATA FOLLOWS  20 ITEMS
1  2  1  1  1  0  0.01938  0.05917  0.0528  0  0  0  0  0  0.0  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
1  5  1  1  1  0  0.05403  0.22304  0.0492  0  0  0  0  0  0.0  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
2  3  1  1  1  0  0.04699  0.19797  0.0438  0  0  0  0  0  0.0  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
2  4  1  1  1  0  0.05811  0.17632  0.0340  0  0  0  0  0  0.0  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
2  5  1  1  1  0  0.05695  0.17388  0.0346  0  0  0  0  0  0.0  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
3  4  1  1  1  0  0.06701  0.17103  0.0128  0  0  0  0  0  0.0  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
4  5  1  1  1  0  0.01335  0.04211  0.0  0  0  0  0  0  0.0  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
4  7  1  1  1  0  0.0  0.20912  0.0  0  0  0  0  0  0.978  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
4  9  1  1  1  0  0.0  0.55618  0.0  0  0  0  0  0  0.969  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
5  6  1  1  1  0  0.0  0.25202  0.0  0  0  0  0  0  0.932  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
6  11 1  1  1  0  0.09498  0.19890  0.0  0  0  0  0  0  0.0  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
6  12 1  1  1  0  0.12291  0.25581  0.0  0  0  0  0  0  0.0  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
6  13 1  1  1  0  0.06615  0.13027  0.0  0  0  0  0  0  0.0  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
7  8  1  1  1  0  0.0  0.17615  0.0  0  0  0  0  0  0.0  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
7  9  1  1  1  0  0.0  0.11001  0.0  0  0  0  0  0  0.0  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
9  10 1  1  1  0  0.03181  0.08450  0.0  0  0  0  0  0  0.0  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
9  14 1  1  1  0  0.12711  0.27038  0.0  0  0  0  0  0  0.0  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
10 11 1  1  1  0  0.08205  0.19207  0.0  0  0  0  0  0  0.0  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
12 13 1  1  1  0  0.22092  0.19988  0.0  0  0  0  0  0  0.0  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
13 14 1  1  1  0  0.17093  0.34802  0.0  0  0  0  0  0  0.0  0.0000  0.0  0.0  0.0  0.0
-999
LOSS ZONES FOLLOWS  1 ITEMS
1 IEEE 14 BUS
-99
INTERCHANGE DATA FOLLOWS  1 ITEMS
1  2 Bus 2  HV  0.0 999.99 IEEE14 IEEE 14 Bus Test Case
-9
TIE LINES FOLLOWS  0 ITEMS
-999
END OF DATA

```

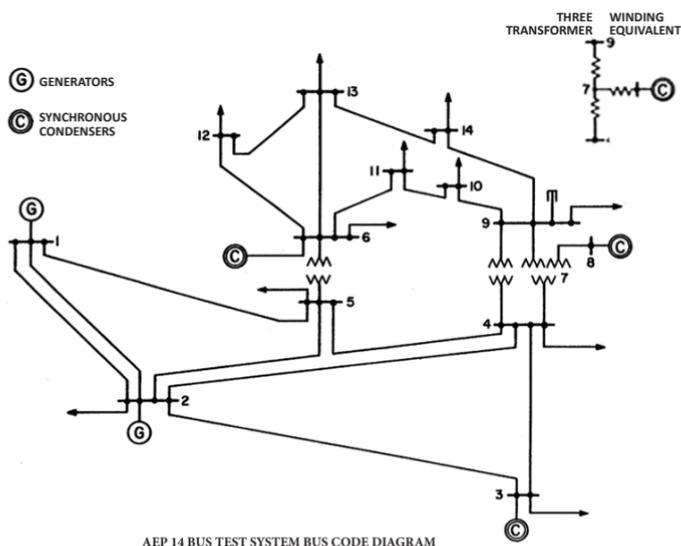
Fonte: <https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/ieee14cdf.txt>. Acesso em: 22 out. 2018.

Resolução da situação-problema

A partir do cartão de entrada é possível obter as informações da rede como um todo. Para isso, é necessário que interpretemos o cartão e os dados que eles representam em formato de texto. No início do cartão, temos as informações referentes, na sequência, a data de implementação (08/19/92), o nome de origem (UW ARCHIVE), a potência de base em MVA (100.00), o ano (1962), a estação (W, para inverno) e o nome da rede (IEEE 14 Bus Test Case). Em seguida, tem-se os dados referentes às barras (BUS DATA FOLLOWS), indicando que a rede tem um total de 14 barras. Os dados das barras estão em um padrão comum dos arquivos de entrada de dados do IEEE, e a descrição de cada campo pode ser verificada acessando o repositório de dados (*University of Washington, 2018*) e selecionando a opção *IEEE Common Data Format* na opção *Data Format*. Será aberto um arquivo de texto contendo toda a descrição do arquivo em inglês.

O índice “-999” indica fim dos dados referentes às barras, na sequência se iniciam os dados dos ramos da rede. Os dados referentes aos ramos são os que interessam para construir o diagrama unifilar do sistema. Para isso, basta que verifiquemos a barra de origem (primeiro campo) e a barra de destino (segundo campo) de todas as linhas do sistema, totalizando 20 linhas. Por exemplo, o trecho da primeira linha indicada no Quadro 1.1, logo abaixo do trecho “BRANCH DATA FOLLOWS” indica uma linha conectando as barras 1 e 2. Para esse sistema específico, o diagrama unifilar é mostrado na Figura 1.5.

Figura 1.5 | Rede teste de transmissão de 14 barras do IEEE



Fonte: University of Washington (2018, [s.p.]).

1. O sistema elétrico de potência é considerado uma das mais complexas máquinas já inventadas pelo homem. Fisicamente, o sistema elétrico de potência pode ser subdividido em três subsistemas, sendo eles a _____, em que a energia da fonte primária é convertida em elétrica; o sistema de _____, em que a energia é transportada em altas tensões e, normalmente, em corrente alternada, e o sistema de _____, cujo papel é fornecer a energia aos pontos de consumo.

Assinale a alternativa que completa corretamente o texto do enunciado.

- a) Distribuição, geração, transmissão.
- b) Geração, transmissão, distribuição.
- c) Geração, distribuição, transmissão.
- d) Distribuição, transmissão, geração.
- e) Transmissão, geração, distribuição.

2. O sistema elétrico brasileiro é organizado em instituições hierárquicas com papéis bem definidos. Sobre a estrutura do setor elétrico brasileiro, considere as seguintes afirmações:

I – O MME é responsável principalmente por formular, induzir e supervisionar a implementação das ações do governo relacionadas à política energética nacional.

II – A EPE tem como principal atribuição acompanhar o desenvolvimento e as condições de abastecimento do sistema elétrico como um todo.

III – A ANEEL é um órgão responsável pela regulação e fiscalização do setor bem como pela intermediação dos conflitos entre os agentes e consumidores.

Assinale a alternativa correta.

- a) Apenas a I é verdadeira.
- b) Apenas a II é verdadeira.
- c) Apenas a III é verdadeira.
- d) Apenas a I e a III são verdadeiras.
- e) Apenas a II e a III são verdadeiras.

3. Um tema muito atual e que afeta diretamente o setor elétrico é o tema da sustentabilidade, fortemente endossado pela redução dos custos de implementação das fontes de energia renovável, com destaque para a energia fotovoltaica. Isso significa que o controle do sistema elétrico como um todo deve prever não somente a operação do sistema interligado, mas também das possíveis microrredes.

Assinale a alternativa correta em relação às microrredes.

- a) O conceito de microrredes é uma rede de distribuição que pode operar isolada do sistema de distribuição da concessionária, sendo atendido por fontes de geração distribuída.

- b) O conceito de microrredes é uma rede de transmissão que pode operar conectada ao sistema interligado com um número limitado de barras.
- c) O conceito de microrredes é uma rede de distribuição que pode operar conectada ao sistema de transmissão somente quando existe um gerador centralizado.
- d) Os aspectos econômicos e regulatórios para implantação dessas redes já foram amplamente consolidados no contexto dos sistemas de energia.
- e) Ainda não é claro qual o grau de controle que deve ser atribuído às microrredes uma vez que as conexões e desconexões junto à rede elétrica convencional não é um problema.

Equipamentos elétricos utilizados em SEP

Diálogo aberto

Caro aluno, já estudamos muitos detalhes introdutórios referentes ao SEP, tais como a composição dos subsistemas e as instituições que compõem o modelo do setor elétrico brasileiro.

Estudamos alguns aspectos teóricos da formação do sistema elétrico desde seus primórdios até aos dias atuais. Vimos que o SEP é uma máquina extremamente complexa, de forma que é necessário saber modelar os sistemas de estudo adequadamente, utilizando os modelos dos equipamentos utilizados no sistema. Nesta seção, iremos dar seguimento aos estudos do SEP, aprofundando alguns aspectos relativos aos equipamentos presentes no sistema, como a forma de obter os parâmetros das linhas e transformadores para descrever corretamente um sistema que será posteriormente analisado. Também iremos conhecer alguns aspectos relevantes sobre a proteção dos sistemas elétricos de potência.

Para contextualizar nosso estudo, vamos voltar a imaginar a situação em que você trabalha em uma empresa de consultoria em sistemas de potência, e ela recentemente firmou um contrato grande com a EPE, a Empresa de Pesquisas Energéticas. Nesse contrato, estão previstos diversos estudos acerca do comportamento de alguns sistemas de transmissão com o aumento da demanda de energia prevista para os próximos anos, assim como o aumento da geração distribuída e dos recursos distribuídos. O objetivo do projeto junto à EPE é fornecer uma consultoria sobre as tecnologias que devem ser empregadas em termos de equipamentos em todos os sistemas que compõem o sistema elétrico de potência. Seu supervisor o alocou para participar de um evento do setor elétrico na Inglaterra, de forma a aprender com as experiências do setor nos países da União Europeia. Na primeira etapa do seu trabalho, você estruturou uma apresentação destacando os principais desafios e tendências para modernização do sistema elétrico no Brasil. Imagine que foi possível firmar uma parceria com uma empresa de software de análise de sistemas elétricos de potência. Para saber se o software atende às necessidades da análise requerida pela EPE, é necessário fazer um pequeno teste, e neste sentido o seu supervisor enviou uma rede teste cujo cartão de entrada de dados é conforme mostra o quadro a seguir:

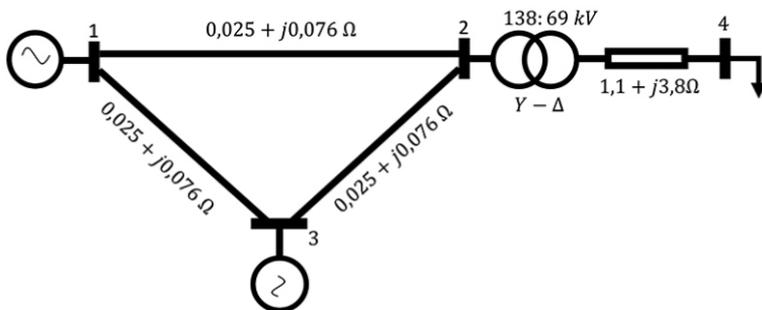
Quadro 1.2 | Dados de entrada da rede teste

Barra início	Barra fim	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Yshunt (S/km)	Comprimento (km)	Tipo
2	4	1,1	3,8	0	-	Trafo 138/69 kV
1	2	0,025	0,076	5×10^4	150	Linha 138 kV
2	3	0,025	0,076	5×10^4	100	Linha 138 kV
1	3	0,025	0,076	5×10^4	100	Linha 138 kV

Fonte: elaborado pelo autor.

Além disso, sabe-se que a barra 1 é utilizada para o balanço de carga estando conectado a um gerador, a barra 4 possui também um gerador e a barra 5 possui uma carga conectada. Ao introduzir estes dados no software de análise, foi criado um diagrama unifilar da rede conforme mostra a Figura 1.6. Sua tarefa é determinar se a figura representa adequadamente o sistema elétrico com os dados apresentados na tabela de forma a ser realizada a análise do sistema. Como você faria esta análise? Como podemos modelar os elementos da rede baseado nos dados do cartão? Que tipos de modelos de linhas podemos empregar?

Figura 1.6 | Diagrama unifilar da rede gerada pelo software



Fonte: elaborada pelo autor.

No decorrer desta seção serão apresentados os aspectos teóricos que permitirão a você realizar esta análise adequadamente. Para isso, sugerimos que você dedique seu estudo a esta seção, realizando as atividades que forem propostas e aprofundando os seus estudos nas referências indicadas. Bons estudos!

Conforme estudamos, o sistema elétrico de potência é formado essencialmente por três subsistemas: a geração, transmissão e distribuição de energia (MONTICELLI, 2011). Estes sistemas são interconectados por linhas de transmissão e outros equipamentos de forma a transmitir a energia gerada até o consumidor final. Passaremos agora a analisar alguns equipamentos essenciais para o devido funcionamento do sistema elétrico de potência.

É importante salientar que no projeto de SEP tradicionais, os equipamentos (transformadores, linhas, equipamentos de proteção, etc) instalados em níveis mais próximos da geração centralizada e nos sistemas de transmissão são, comumente, de maior porte, uma vez que os fluxos de energia são drenados ao longo do caminho por cargas como indústrias de grande porte na transmissão, de médio porte na subtransmissão, até a distribuição aos consumidores residenciais, comerciais e industriais de pequeno porte. Dentre os principais equipamentos existentes nos SEPs, podemos destacar (MAMEDE FILHO, 2015):

- As linhas de transmissão e distribuição de energia, e equipamentos associados.
- Os transformadores de potência.
- Os bancos de capacitores e reguladores.
- Transformadores de instrumentação.
- Equipamentos de proteção (reles, disjuntores, religadores, fusíveis e chaves).

Linhas de transmissão e distribuição

As linhas de transmissão e distribuição de energia consistem em condutores elétricos construídos especificamente para cada nível de tensão do SEP. Contudo, precisamos ter em mente que as linhas de transmissão e as linhas de distribuição de energia apresentam diferenças em suas características. Uma das diferenças mais claras está relacionada à distância das linhas: enquanto linhas de transmissão correspondem às linhas mais longas, geralmente, as linhas de distribuição são mais curtas. Além disso, outra característica é com relação ao nível de tensão: enquanto as linhas de transmissão possuem níveis de tensão mais altos (138kV, 230kV, 500kV), exigindo assim condutores com maior seção, as linhas de distribuição possuem níveis de tensão abaixo de 69kV.

As linhas de transmissão são construídas basicamente conectando subestações de alta tensão por meio de cabos trifásicos. Quando a linha de transmissão é do tipo aérea, estes cabos possuem basicamente três disposições:

triangular vertical ou horizontal. Estas disposições são construídas por meio da forma como as linhas são posicionadas nas torres de transmissão, conforme mostrado na Figura 1.7. Os cabos condutores são suportados na torre por meio dos isoladores e ferragens. Os isoladores têm a função principal de isolar as linhas de possíveis fugas de corrente para o solo por meio das torres, por isso são normalmente compostos de materiais altamente isolantes, como porcelana e vidro. Os isoladores se conectam às ferragens que tem a função de suportar os cabos condutores, e devem ser projetados considerando efeitos eletromagnéticos e eletrostáticos que podem interferir no sistema de transmissão. Note ainda, pela figura, que as disposições triangular e horizontal apresentam a possibilidade de posicionamento de 3 cabos condutores enquanto a disposição vertical possibilita 6 cabos condutores. O que ocorre é que para a disposições triangular e horizontal, as linhas são do tipo simples (apenas um cabo). Enquanto que para a disposição vertical, ela é do tipo dupla (PINTO, 2018).

Acima da estrutura da torre ainda é usual encontrar um cabo extra que corresponde ao cabo para-raios. O para-raios tem a função de proteger a linha contra descargas atmosféricas, interceptando-as e as conduzindo ao solo, por meio da própria estrutura da torre de transmissão ou, alternativamente, por meio de isoladores de baixa rigidez dielétrica.

Figura 1.7 | Configurações típicas de torres de transmissão de energia elétrica (a) triangular vertical e (c) horizontal

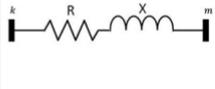
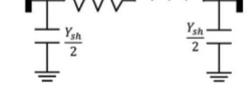
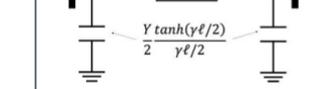


Fonte: adaptada de Pinto (2018, [s.p.]).

Podemos definir os modelos equivalentes das linhas como os modelos de linhas curtas, médias e longas, baseadas no modelo π da linha. Neste modelo são consideradas as impedâncias da linha, dados pelos parâmetros de resistência e reatância de dispersão (R e X) e as capacitâncias shunt. Os circuitos equivalentes destes modelos podem ser resumidos conforme mostrado no Quadro 1.3. Para linhas curtas, as capacitâncias shunt podem ser desprezadas, e então teremos um modelo baseado somente nos parâmetros série. Para linhas médias, as capacitâncias shunt das linhas passam a ser importantes e

são modeladas por meio de sua admitância (ou susceptância, uma vez que a condutância é nula) sendo conectada de forma concentrada nos extremos da linha, tendo metade do valor total em cada extremo. Para linhas longas, utiliza-se um modelo de parâmetros distribuídos conforme mostrado no Quadro 1.3. Neste caso, tanto a impedância da linha quanto as admitâncias shunt são calculadas de acordo com dois parâmetros: a constante de propagação na linha (γ) e o comprimento da mesma (ℓ) (MONTICELLI, 2011, PINTO, 2018).

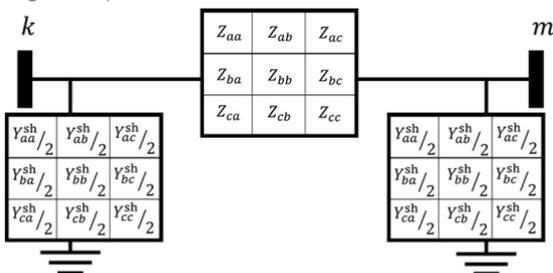
Quadro 1.3 | Modelo de linhas de transmissão no modelo π

Modelo de linhas curtas	Modelo de linhas médias	Modelos de linhas longas
		
Comprimento até 80km	Comprimento entre 80 e 240 km	Comprimento acima de 240 km

Fonte: elaborado pelo autor.

Podemos notar que estes modelos são apresentados como um circuito unifilar. De fato, quando consideramos as linhas de transmissão de energia, devido ao equilíbrio presentes nos parâmetros das linhas e das cargas do sistema, estas linhas podem ser modeladas apenas para uma única fase. Devido ao equilíbrio das cargas e a simetria dos parâmetros das linhas, a análise para uma das fases produz resultados semelhantes à análise realizada para as demais fases, sendo assim basta que analisemos o comportamento de apenas uma das fases deste sistema. Contudo, em linhas cujos parâmetros $e/$ ou cargas se apresentam de forma desequilibrada, é mais adequado analisar a característica de uma linha trifásica utilizando os parâmetros correspondentes. Neste caso, o modelo π da linha pode ser descrito conforme mostra a Figura 1.8. Nesta figura, podemos observar que as impedâncias e admitâncias podem ser representadas por meio de matrizes com dimensão 3×3 , onde cada linha/coluna da matriz está relacionada a uma das fases da linha (KERSTING, 2017). Neste caso então, considera-se os efeitos das impedâncias próprias e mútuas de cada uma das fases.

Figura 1.8 | Modelo trifásico da linha de transmissão



Fonte: elaborada pelo autor.



Saiba mais

Para manter o equilíbrio das linhas de transmissão de energia é comum realizar a transposição das linhas. Por causa de fatores construtivos, a simetria das linhas pode ser perdida ao longo do seu comprimento de forma que a indutância será diferente em cada fase, causando o desequilíbrio dos condutores e consequentemente das linhas. Para recuperar o balanceamento, as posições dos condutores são trocadas em intervalos regulares, o que é denominado de transposição. Saiba mais na Seção 4.12 da referência a seguir:

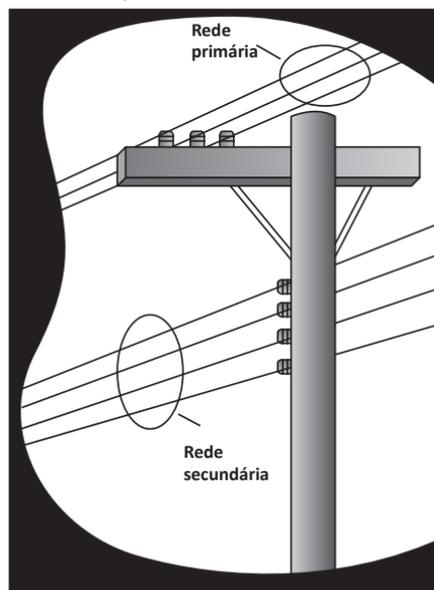
PINTO, M. O. **Energia Elétrica – Geração, transmissão e sistemas**. Rio de Janeiro: LTC, 2018.

Um exemplo da aplicação do modelo π utilizando as matrizes de impedância das linhas é no caso das linhas de distribuição. O sistema de distribuição possui a característica desequilíbrio tanto de cargas como de parâmetros das linhas. No entanto, como se trata em sua maioria de linhas curtas, as capacitâncias shunt não exercem muita influência no fluxo de potência das linhas, de forma que estas podem ser modeladas apenas pelas suas matrizes de impedância trifásicas. Conforme já foi mencionado, os níveis de tensão dos sistemas de distribuição no Brasil são abaixo de 69kV, podendo assumir os valores típicos de 11,9 kV, 13,2 kV, 13,8 kV, 20 kV e 34,5 kV para as redes primárias. Já para as redes secundárias, os níveis de tensão são reduzidos para os níveis de 220/127 V e 380/220 (linha/fase), podendo também assumir outros valores como 230 V e 115 V (GEDRA; BARROS; BORELLI, 2014). A Figura 1.9 mostra como localizar a rede primária e secundária de distribuição em um poste.

Transformadores de potência

Os transformadores são capazes de receber uma tensão alternada em um nível de tensão e transformar para um outro nível de tensão. Isso pode ser feito por meio do princípio da indução magnética: uma

Figura 1.9 | Localização da rede primária e secundária em um poste

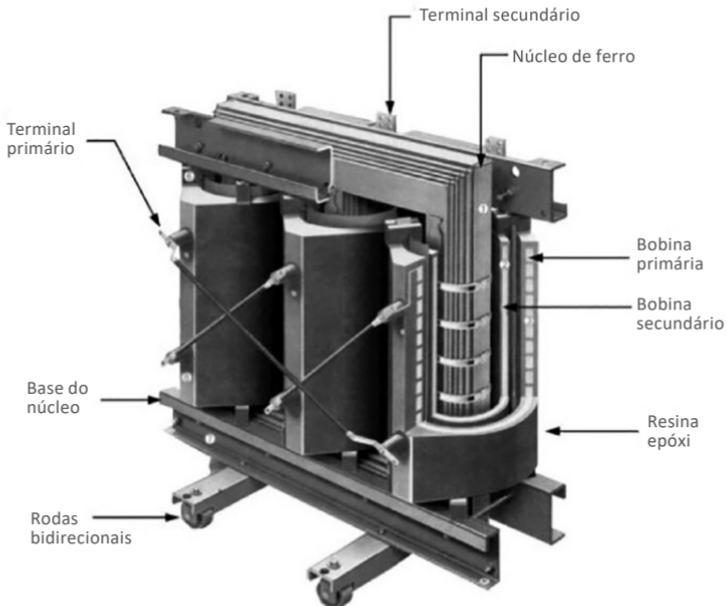


Fonte: Gedra, Barros e Borelli (2014, p. 29).

bobina percorrida por uma corrente alternada cria um campo magnético também alternado. Ao ser acoplado magneticamente a uma outra bobina, surge nesta segunda uma força eletromotriz induzida, cujo valor é determinado pela relação de espiras entre as duas bobinas. Desta forma eles ajudam o sistema elétrico de potência a alcançar eficiência transportando a energia elétrica em longas distâncias, por meio da elevação da tensão de transmissão, e posteriormente, transformadores podem reduzir a tensão para níveis mais seguros nos pontos de utilização de energia.

Conforme estudamos anteriormente, o sistema elétrico de potência transporta grandes blocos de energia elevando e abaixando a tensão em diferentes pontos. Isso é feito por meio dos transformadores de potência, que são transformadores, normalmente do tipo trifásico, construídos especificamente para aplicações de alta, média e baixa tensão. Os transformadores de potência trifásicos são basicamente construídos por meio de três transformadores monofásicos conectados, mas com uma característica construtiva um pouco diferente, em que os enrolamentos trifásicos podem ser construídos sobre um único núcleo de material ferromagnético, assim como mostrado na Figura 1.10. Alternativamente, podem ser utilizados três transformadores monofásicos conectados na forma de um banco de transformadores (MAMEDE FILHO, 2015).

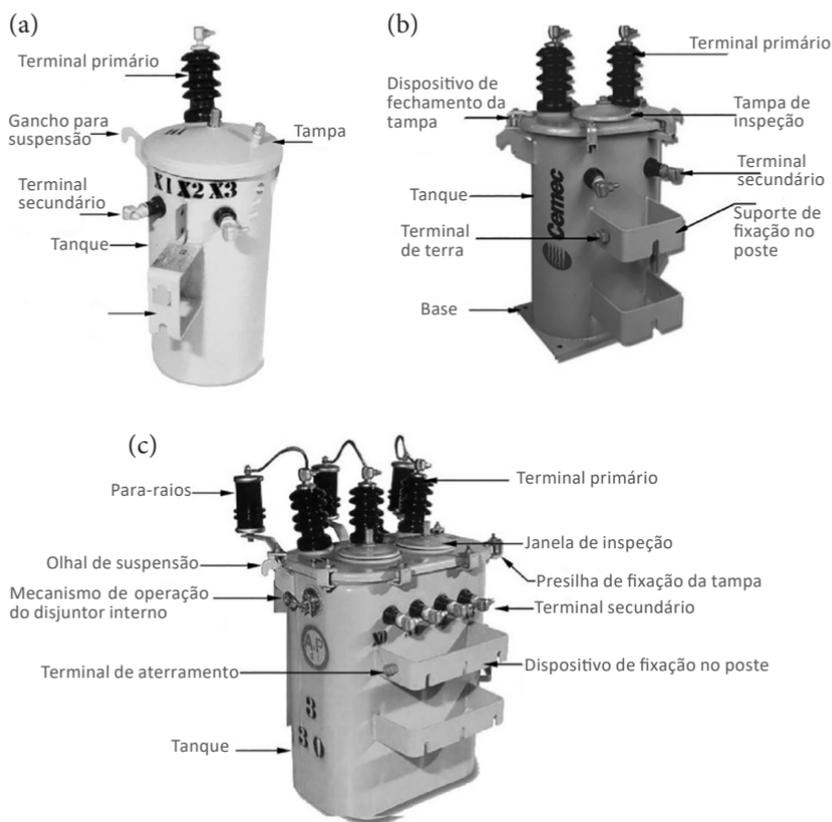
Figura 1.10 | Transformador de potência trifásico – aspectos construtivos



Fonte: MAMEDE FILHO (2015, p. 383).

Na geração, é utilizado um transformador elevador para que possa ocorrer a conexão com o sistema de transmissão de energia. Em subestações de média e alta tensão, transformadores são utilizados para abaixar o nível de tensão de alta para média tensão de forma a serem conectadas às redes primárias de distribuição. Ainda, a conversão da tensão da rede primária para a rede secundária também é feita por meio de transformadores, podendo estes serem trifásicos ou não. A Figura 1.11 mostra os transformadores específicos para o nível de distribuição (baixa tensão) podendo ser do tipo monofásico (também chamado de monobucha), bifásico, ou trifásico.

Figura 1.11 | Transformadores de distribuição (a) monofásico ou monobucha, (b) bifásico e (c) trifásico



Fonte: MAMEDE FILHO (2015, p. 379 e 380).

Os enrolamentos dos transformadores trifásicos podem ser conectados em estrela ou triângulo, sendo que para cada conexão tem-se normalmente uma função específica e uma certa relação de transformação.



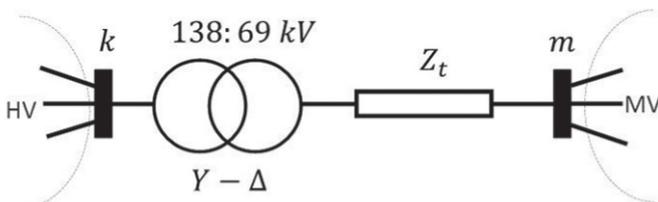
Assimile

Os transformadores de potência trifásicos podem ter os seus enrolamentos conectados em Estrela (Y) ou Delta (Δ) conforme a seguir (KERSTING, 2017):

- Ligação $\Delta - Y$: Normalmente utilizada em transformadores elevadores de tensão. Há uma defasagem de 30 graus entre as tensões de linha do primário e do secundário.
- Ligação $Y - \Delta$: Normalmente utilizada em transformadores abaixadores de tensão. Existe uma defasagem de 30 graus na tensão entre primário e secundário.
- Ligação $\Delta - \Delta$: Este tipo de ligação permite operação em Delta aberto (sem um dos transformadores) de forma que ao existir a necessidade de manutenção, um dos transformadores seja retirado do banco sem que exista a necessidade de parar a operação. Alternativamente, em operações em que se prevê um aumento de carga, pode-se atender a carga atual em delta aberto e, quando houver o aumento da demanda, conectar o terceiro transformador ao banco.
- Ligação Y-Y: Este tipo de ligação é normalmente utilizado com o neutro da ligação aterrado. Isso porque as terceiras harmônicas das correntes de excitação introduzem distorções no sinal. Pode-se ainda utilizar um terceiro enrolamento que contorna o problema das harmônicas. Os transformadores de três enrolamentos pode ser utilizado, por exemplo, para alimentar subestações de energia.

Para a análise de sistemas elétricos, deve-se considerar o tipo de ligação do transformador, a impedância e a relação de transformação. De uma forma geral, os transformadores podem ser representados em um diagrama unifilar de um sistema elétrico equilibrado por um transformador ideal em série com uma impedância, conforme mostrado na Figura 1.12. Para transformadores de três enrolamentos, as impedâncias de cada enrolamento devem ser consideradas (MONTICELLI, 2011).

Figura 1.12 | Modelo unifilar do transformador de potência



Fonte: elaborada pelo autor.



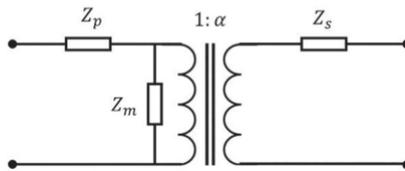
Exemplificando

Considerando o circuito completo de um transformador real, mostre que para aplicações em sistemas elétricos de potência ele pode ser representado como uma impedância em série com um transformador ideal.

Resolução:

Vamos inicialmente considerar o circuito do transformador completo, composto de um transformador ideal de relação de transformação $1:\alpha$ e das impedâncias dos enrolamentos do primário e secundário Z_p e Z_s , além da impedância de magnetização Z_m conforme mostra a Figura 1.13.

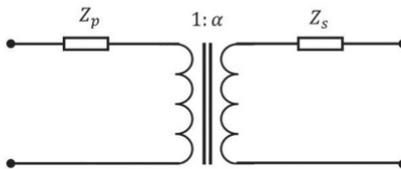
Figura 1.13 | Circuito equivalente do transformador



Fonte: elaborada pelo autor.

Considerando que $Z_m \gg Z_p$ essa impedância pode ser desprezada conforme mostra a Figura 1.14.

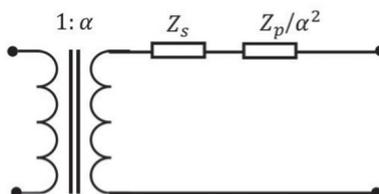
Figura 1.14 | Circuito equivalente com a reatância de magnetização desprezada



Fonte: elaborada pelo autor.

Finalmente podemos refletir a impedância do primário para o secundário de forma a obtermos somente uma impedância série no secundário em série com um transformador ideal, conforme mostra a Figura 1.15.

Figura 1.15 | Circuito equivalente do transformador como uma impedância em série com o transformador ideal



Fonte: elaborada pelo autor.

Quando consideramos os sistemas desequilibrados e assimétricos (com cargas desequilibradas e parâmetros assimétricos), como os sistemas de distribuição, devemos tomar muito cuidado para modelar os transformadores. Devemos considerar as matrizes trifásicas de impedâncias (ou admitâncias) dos transformadores, de acordo com cada tipo de conexão (Estrela ou Delta).



Refleta

Em que tipo de sistemas elétricos a defasagem de 30 graus do transformador é importante de ser considerada: nos sistemas de transmissão ou nos sistemas de distribuição de energia?

Até aqui conseguimos entender como o transporte de energia elétrica se torna possível, transmitindo grandes blocos de energia pelas linhas de transmissão e utilizando os transformadores de potência de forma adequada para elevar e abaixar o nível de tensão. Entretanto, a harmonia deste sistema só é possível com o devido controle das variáveis envolvidas. Para que um sistema elétrico de potência funcione adequadamente, é necessário que alguns requisitos mínimos de operacionalidade sejam respeitados.

Neste contexto, os sistemas de transmissão e distribuição de equipamentos de proteção contra falhas no sistema elétrico são essenciais. Elementos de aberturas de circuitos tais como disjuntores, religadores e chaves seccionadoras atuam de forma a isolar uma parte do sistema que tenha sido afetada por uma perturbação, podendo essa perturbação ser instabilidade de tensão ou frequência, sobrecargas ou curto-circuitos. A ação de isolar parte do sistema afetado tem por finalidade não permitir que as perturbações sejam propagadas de forma a causar um colapso no sistema elétrico.

Um sistema de proteção é formado basicamente pelos transformadores de instrumentação (TPs e TCs), relés e um dispositivo de abertura (disjuntor, religador ou chave seccionadora). As correntes e tensões são adequadas aos dispositivos do sistema de proteção pelos transformadores de instrumentação e são fornecidas aos relés, que por sua vez tem a função de avaliar se a condição de operação do sistema é normal ou se existe alguma anormalidade. No caso de anormalidade, os relés atuam fazendo com que os disjuntores, religadores ou chaves seccionem a parte do circuito afetada. Este tipo de ação, que deve ser feito de forma coordenada em todo o sistema elétrico de potência, é normalmente empregado em casos de curto-circuito e sobrecarga.

Além dos disjuntores e religadores, os elos fusíveis também podem ser empregados para desconectar uma parte do circuito sob falta, normalmente são usados em sistemas de distribuição onde as redes são do tipo radial em

sua maioria. Os elos fusíveis são constituídos por elemento condutor especial, dimensionado de modo a fundir com o resultado do efeito Joule da elevação da intensidade de corrente que passa por ele durante uma falta.

Ainda em redes tipicamente radiais, a distância entre geração e carga pode causar uma queda de tensão indesejável. Esse é o caso, por exemplo das redes de distribuição convencionais (com pouca penetração de geração distribuída) onde quanto maior for a distância do ponto de carga em relação à subestação, maior será a queda de tensão. Para contornar os problemas de instabilidades de tensão, reguladores de tensão e bancos de capacitores são alocados em pontos estratégicos de forma a retornar as tensões aos patamares aceitáveis.

Os reguladores de tensão são tipicamente transformadores de tap variável, que analisa as tensões de primário e secundário e ajustam os taps para elevar ou abaixar a tensão de forma a mantê-la regulada. Este ajuste de tap pode ser feito de forma automática ou manual, sendo os reguladores automáticos mais comuns de serem empregados em transformadores de subestações de distribuição. Alternativamente, pode-se fazer o controle da tensão por meio de bancos de capacitores estrategicamente alocados no sistema. Estes bancos de capacitores têm a função de injetar potência reativa de forma controlada na rede, de forma a alterar o fator de potência da carga e regular o nível de tensão.



Saiba mais

Existe um fenômeno nas linhas de transmissão denominado de efeito corona, que é uma descarga elétrica gerada pela ionização do ar nos arredores do condutor, quando os limites de corrente são excedidos, mas em condições insuficientes para gerar um arco voltaico. Devido ao valor alto das tensões nas linhas, uma descarga (corona) é produzida e ondas eletromagnéticas são geradas. Mais sobre esse assunto pode ser estudado na Seção 4.9 da referência a seguir:

PINTO, M. O. **Energia Elétrica – Geração, transmissão e sistemas**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2018.

Assim, pudemos estudar nesta seção os principais componentes que compõem o sistema elétrico de potência, sendo eles os transformadores de potência, as linhas de transmissão e distribuição, e os dispositivos que compõem o sistema de proteção. Na próxima seção veremos as subestações de energia, que são de extrema importância no SEP. Ainda, nas próximas unidades iremos conhecer os geradores elétricos, os tipos de cargas e como fazer a análise dos sistemas de potência, por isso continue aplicado nos seus estudos!

Muito bem aluno, com os conhecimentos adquiridos nesta seção, vamos lembrar da situação em que você está em contato com uma empresa de software para simulação de sistemas elétricos de potência. Esta empresa apresentou-lhe um software que possivelmente será uma solução para o estudo que será necessário desenvolver junto a EPE.

Para saber se o software atende às necessidades da análise requerida pela EPE, é necessário fazer um pequeno teste, e neste sentido o seu supervisor enviou uma rede teste com os dados de entrada da rede. Com base nesses dados, o software retornou um diagrama unifilar da rede e com os valores das impedâncias das linhas e dos transformadores.

É possível realizar uma breve análise com os dados do quadro para saber se os dados das impedâncias no diagrama correspondem aos dados reais da rede.

Inicialmente, vamos começar pelo transformador abaixador conectado da barra 2 para a barra 4. Os valores de resistência e reatância desse transformador corresponde ao lado de baixa tensão. Assim, considerando que no diagrama unifilar apresentado a impedância está no lado de baixa tensão, não é preciso realizar nenhuma conversão, bastando utilizar os dados fornecidos.

Para as linhas de transmissão, a impedância deve considerar não só os valores de resistências ou reatâncias, mas também o comprimento da linha. Além disso, devemos considerar a susceptância da linha toda, e também multiplicar pelo comprimento da linha.

Retomando o quadro teremos:

Quadro 1.4 | Dados de entrada da rede teste

Barra início	Barra fim	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Yshunt (S/km)	Comprimento (km)	Tipo
2	4	1,1	3,8	0	-	Trafo 138/69 kV
1	2	0,025	0,076	5×10^4	150	Linha 138 kV
2	3	0,025	0,076	5×10^4	100	Linha 138 kV
1	3	0,025	0,076	5×10^4	100	Linha 138 kV

Fonte: elaborado pelo autor.

Realizando os cálculos, teremos:

LT da barra 1 para barra 2:

$$Z_{1-2} = (0,025 + j0,076)l_{1-2} = (0,025 + j0,076) \times 150 = 3,75 + j11,4 \Omega$$

$$Y_{1-2}^{sh} = (j5 \times 10^{-4})l_{1-2} = (j5 \times 10^{-4}) \times 150 = j0,075 \text{ S}$$

LT da barra 1 para a barra 3:

$$Z_{1-3} = (0,025 + j0,076)l_{1-3} = (0,025 + j0,076) \times 100 = 2,5 + j7,6 \Omega$$

$$Y_{1-3}^{sh} = (j5 \times 10^{-4})l_{1-3} = (j5 \times 10^{-4}) \times 100 = j0,05 \text{ S}$$

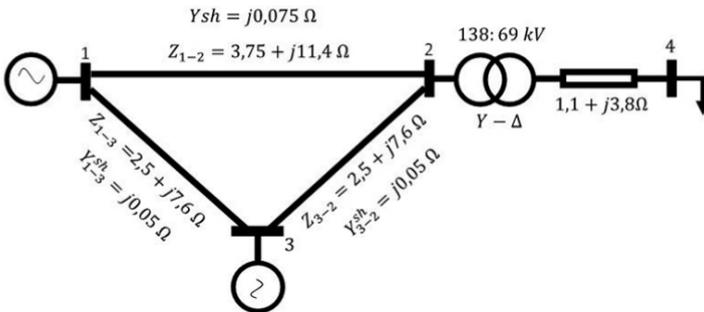
LT da barra 2 para a barra 3:

$$Z_{2-3} = (0,025 + j0,076)l_{2-3} = (0,025 + j0,076) \times 100 = 2,5 + j7,6 \Omega$$

$$Y_{2-3}^{sh} = (j5 \times 10^{-4})l_{2-3} = (j5 \times 10^{-4}) \times 100 = j0,05 \text{ S}$$

O diagrama com os valores é mostrado na Figura 1. 16:

Figura 1.16 | Diagrama unifilar da rede corrigida



Fonte: elaborada pelo autor.

Dessa forma, percebe-se que os dados das linhas foram calculados de forma errada pelo software. Deve-se então verificar se os dados de comprimento das linhas foram ou não considerados pelo software, da mesma forma que é necessário verificar se os valores de susceptâncias shunt também estão sendo considerados. Nos casos das três linhas, elas deveriam ser melhor representadas pelo modelo de linhas médias (modelo π). No entanto, é comum a representação pelo diagrama unifilar, sem representar as capacidades shunt, mesmo quando utilizando o modelo de linhas médias. Deve-se apenas ter certeza que os valores estão sendo considerados para evitar erros de cálculo e aproximações que poderão afetar a análise.

Quando essas dúvidas estiverem sanadas, poderá ser firmada uma parceria na qual pode-se aprender muito com a empresa.

Estudo do fluxo de potência em uma linha de transmissão

Descrição da situação-problema

No projeto de linhas de transmissão é necessário realizar alguns estudos para analisar se a capacidade térmica pode ou não ser atingido no curto ou no longo prazo. Vamos considerar que você é projetista de uma empresa que realiza projetos de linhas de transmissão e é necessário avaliar o fluxo de potência de uma linha em três patamares de carga distintos. Os parâmetros da linha estão descritos na Quadro 1.5.

Quadro 1.5 | Parâmetros da linha de transmissão no projeto

Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Reatância shunt (Ω/km)	Comprimento (Ω/km)	Tensão nominal (kV)
0,001	0,5	3.000,0	100 km	230

Fonte: elaborado pelo autor.

Considerando uma carga de potência 30 MW sendo conectada a um dos terminais da linha, você precisa calcular a abertura angular para que o perfil de tensão na linha permaneça plano, ou seja, para que a magnitude das tensões em cada um dos extremos da linha tenha um mesmo valor como você realizaria essa tarefa?

Resolução da situação-problema

Inicialmente, devemos calcular a impedância série desta linha e a impedância shunt. Para a impedância série teremos:

$$Z_{LT} = (0,001 + j0,5) \times 100 = 0,1 + j50\Omega$$

Uma vez que a reatância é muito maior que a resistência da linha podemos aproximar a impedância da linha para apenas a reatância:

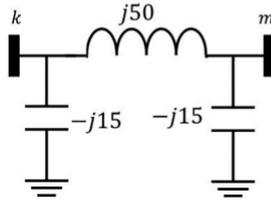
$$Z_{LT} = j50\Omega$$

Para a impedância shunt teremos:

$$X_{sh} = \frac{3000}{100} = 30\Omega$$

No entanto, o valor da admitância shunt será dividido para cada extremo da linha, logo, o modelo da linha fica conforme a figura (valores em Ohms):

Figura 1.17 | Modelo da linha com valores em Ohms



Fonte: elaborada pelo autor.

Sendo 230 kV a tensão de linha, e considerando que temos um perfil de tensão plano (flat) temos que a tensão de fase nas barras k e m são iguais e de magnitude conforme mostrado abaixo:

$$V_k = V_m = \frac{230}{\sqrt{3}} \simeq 133 \text{ kV}$$

Dessa forma, sabemos que o fornecimento de potência ativa na barra m é de 30MW. Uma vez que o modelo da linha apresenta apenas indutores e capacitores, podemos concluir que toda a potência ativa que trafega pela impedância série da linha é entregue à carga. Nesse sentido, podemos escrever a potência que trafega na reatância série linha (X_{km}) como:

$$S_{km} = \hat{V}_k \hat{I}_{km}^* = V_k \angle \theta_k \left(\frac{V_k \angle \theta_k - V_m \angle \theta_m}{jX_{km}} \right)^*$$

Desenvolvendo e adotando a referência angular na barra k, teremos:

$$\begin{aligned} S_{km} &= V_k \angle 0^\circ \left(\frac{V_k \cos 0^\circ + jV_k \sin 0^\circ - V_m \cos \theta_m + jV_m \sin \theta_m}{jX_{km}} \right)^* \\ &= V_k \left(\frac{V_k - V_m \cos \theta_m + jV_m \sin \theta_m}{jX_{km}} \right)^* = \frac{V_k}{X_{km}} (-j(V_k - V_m \cos \theta_m) + V_m \sin \theta_m)^* \\ &= \frac{V_k V_m \sin \theta_m}{X_{km}} + j \frac{V_k (V_k - V_m \cos \theta_m)}{X_{km}} = P_{km} + jQ_{km} \end{aligned}$$

Podemos isolar a potência ativa da equação anterior conforme segue:

$$P_{km} = \frac{V_k V_m \sin \theta_m}{X_{km}} \rightarrow \sin \theta_m = \frac{P_{km} X_{km}}{V_k V_m}$$

Enfim, sabendo que $P_{km} = P_m$ e que $V_k = V_m$:

$$\sin \theta_m = \frac{P_m X_{km}}{V_m^2} = \frac{30 \times 10^6 \times 50}{(133 \times 10^3)^2} = 0,0848 .$$

$$\theta_m = \sin^{-1} 0,0848 = 4,8644^\circ .$$

Dessa forma, o valor do ângulo calculado expressa o valor da abertura angular da linha, e você terá conseguido cumprir seu objetivo com êxito.

1. As linhas de transmissão e distribuição de energia são implementadas por meio de condutores elétricos, mas precisamos considerar que as linhas de transmissão e as linhas de distribuição apresentam certas diferenças. Uma das diferenças mais claras está relacionada à distância das linhas: enquanto linhas de transmissão correspondem às linhas mais longas, geralmente, as linhas de distribuição são mais curtas.

Uma linha de transmissão tem 100 km de comprimento e é dimensionada para uma tensão de 138 kV. Esta linha deve ser representada por um modelo de que tipo de linhas?

- a) Linhas curtas com os valores de resistência e reatância série.
- b) Linhas curtas com os valores de resistência, reatância e admitância shunt.
- c) Linhas médias com os valores de resistência, reatância e admitância shunt.
- d) Linhas médias com os valores de resistência e reatância série.
- e) Linhas longas com parâmetros de impedância e admitância dependente do comprimento da linha e da constante de propagação.

2. Para a análise de sistemas elétricos, deve-se considerar o tipo de ligação do transformador, a impedância e a relação de transformação. O tipo de conexão normalmente depende do tipo de aplicação do transformador, considerando isso considere as duas colunas a seguir:

I - $\Delta - \Delta$	A - Harmônicas presentes nessa ligação podem ser corrigidas pelo aterramento do neutro
II - $Y - \Delta$	B - Permite ligação V prevendo aumento de carga
III - $\Delta - Y$	C - Normalmente transformador elevador
IV - $Y - Y$	D - Normalmente transformador abaixador

Assinale a alternativa que relaciona corretamente as colunas.

- a) I - A; II - C; III - D; IV - B.
- b) I - B; II - D; III - C; IV - A.
- c) I - B; II - C; III - D; IV - A.
- d) I - A; II - D; III - B; IV - C.
- e) I - B; II - D; III - A; IV - C.

3. Nos sistemas de transmissão e distribuição equipamentos de proteção contra falhas no sistema elétrico são essenciais. Elementos de aberturas de circuitos atuam de forma a isolar uma parte do sistema que tenha sido afetada por uma perturbação, podendo essa perturbação ser instabilidade de tensão ou frequência, sobrecargas ou curto-circuitos.

Assinale a alternativa que apresenta os principais componentes de um sistema de proteção do sistema elétrico de potência.

- a) Transformadores de potência, relés, disjuntores e chaves.
- b) Transformadores de instrumento, relés, linhas de transmissão.
- c) Transformadores monobucha, relés, disjuntores e chaves.
- d) Transformadores de instrumento, relés, disjuntores e chaves.
- e) Transformadores de instrumento, relés, bancos de capacitores.

Subestações de energia

Diálogo aberto

Caro alunos, estamos chegando ao final da nossa primeira unidade sobre os sistemas elétricos de potência. Já estudamos um panorama geral do setor elétrico, desde a sua formação até o cenário atual, com destaque para a organização atual do setor elétrico brasileiro. Posteriormente, falamos dos principais componentes e equipamentos dos sistemas elétricos de potência, que se divide nos subsistemas de geração, transmissão e distribuição de energia. Nesta ocasião, pudemos conhecer alguns modelos dos equipamentos que serão importantes para posteriormente fazer a análise de um sistema elétrico. Nesta unidade, iremos agora estudar mais a fundo as subestações de energia. Iremos analisar as principais funções das subestações e suas classificações. Também estudaremos os arranjos de barramentos, que são essenciais para garantir a confiabilidade e flexibilidade da operação da mesma.

Para contextualizar o nosso estudo, vamos continuar a situação em que você trabalha em uma empresa de consultoria que recentemente firmou um contrato grande com a EPE, a Empresa de Pesquisas Energéticas. Neste contrato, estão previstos diversos estudos acerca do comportamento de alguns sistemas de transmissão com o aumento da demanda de energia prevista para os próximos anos, assim como o aumento da geração distribuída e dos recursos distribuídos. O objetivo do projeto junto à EPE é fornecer uma consultoria sobre as tecnologias que devem ser empregadas em termos de equipamentos em todos os sistemas que compõem o sistema elétrico de potência. Seu supervisor o alocou para participar de um evento do setor elétrico europeu, para que você aprenda com as experiências de lá. Uma das preocupações da sua empresa é o conhecimento sobre as subestações de energia, e neste evento você se lembra que houve um tutorial sobre subestações, em que foram abordados os principais tipos de subestações, os arranjos típicos e as manobras que são realizadas. O seu cliente deseja instalar uma subestação com barramento duplo para aumentar a confiabilidade e flexibilidade para manutenção mas, no entanto, tem um orçamento limitado. Neste sentido, para atender o cliente você precisa apresentar as possibilidades de arranjos de barramento duplo e comparar estes arranjos com relação ao custo, destacando as principais vantagens e desvantagens de cada uma, de forma a facilitar o projeto de subestações de energia. Como você realizaria esta tarefa? Quais seriam os tipos de arranjos possíveis para os barramentos duplos de subestações desabrigadas, isoladas a ar?

Nesta seção, as subestações de energia serão apresentadas, e as mesmas serão classificadas em diversos aspectos. Os possíveis arranjos de barramentos serão apresentados de forma que você estará apto a diferenciá-los quanto aos aspectos operativos e possibilidades de manobras. Bons estudos!

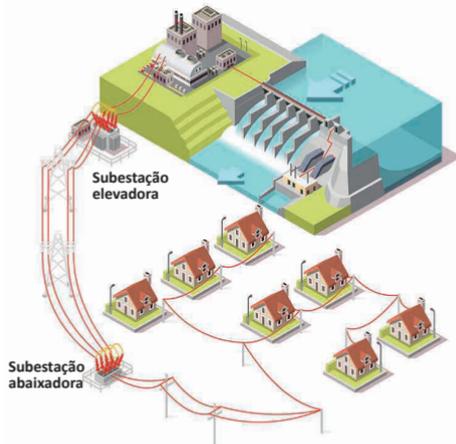
Não pode faltar

As subestações de energia elétrica exercem um papel de extrema importância nos sistemas elétricos de potência. Nas subestações é que os níveis de tensão são elevados para a transmissão econômica de energia elétrica, ou reduzidos para os níveis adequados da distribuição. Além disso, é nas subestações que algumas das principais manobras são realizadas, de forma a garantir a continuidade e confiabilidade do suprimento de energia elétrica. Assim sendo, uma subestação de energia (SE) define uma interface entre os subsistemas do SEP. Na Figura 1.18 é mostrada a localização das subestações em SEP, sendo esta localização exatamente nas interfaces entre os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia.

Além de configurar as subestações de energia elétrica como pontos de interconexão da rede elétrica é importante mencionar que algumas das operações de controle e proteção são realizadas exatamente nas subestações. Os equipamentos que realizam medidas nas subestações também servem como uma valiosa fonte de informação para avaliar o estado do sistema como um todo. Assim sendo, as SEs têm papel fundamental na implementação de funções de automação do sistema elétrico, em direção aos chamados Smart Grids (redes inteligentes).

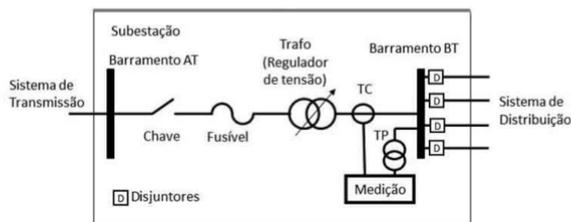
De acordo com o PRODIST (Procedimentos da Distribuição, da ANEEL), no Módulo 1, as SEs compreendem o “Conjunto de instalações elétricas em média ou alta tensão que agrupa os equipamentos, condutores e acessórios, destinados à proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas” (PRODIST, 2015). O esquema básico de uma SE aparece na Figura 1.19, em que são mostrados os seus principais componentes.

Figura 1.18 | Localização das subestações de energia em um sistema elétrico de potência



Fonte: Istockphoto.

Figura 1.19 | Esquema básico de uma subestação e seus componentes



Fonte: elaborada pelo autor.

Desta forma ao estudar as SEs precisamos conhecer os equipamentos que as compõem, assim como os tipos de SEs e funções que as diferenciam. Basicamente, podemos classificar as subestações quanto à função da SE, quanto ao nível de tensão, quanto ao tipo de instalação e quanto à forma de operação (MC. Donalds, 2012, GEDRA, 2018; SIEMENS, 2018).

Quanto ao nível de tensão, as subestações podem ser classificadas em baixa tensão (tensões de saída menores que 1 kV), média tensão (tensões entre 1 kV e 34,5 kV), alta tensão (entre 34,5 kV e 230 kV) ou extra-alta tensão (maiores que 230 kV). Esta classificação diz respeito ao nível de tensão de saída, conforme a classificação adequada da tensão.

Um outro tipo de classificação pode ser definido em termos da tensão de entrada e saída, sendo elas as subestações elevadoras, abaixadoras e de manobra.

Quanto a função, podemos classificar as subestações entre subestações de concessionária (Estações de Transformação da Transmissão e Estações Transformadoras da Distribuição) e subestações de consumidores (GEDRA, 2018). Apesar de também haver uma correlação com o nível de tensão, esta classificação diz mais respeito ao montante de potência transportado do que ao nível de tensão propriamente dito.

Quanto ao tipo de instalação as subestações podem ser do tipo abrigada ou desabrigada. As subestações desabrigadas são construídas a céu aberto, de forma que os equipamentos utilizados devem ser capazes de suportar as condições atmosféricas diversas, tais como chuvas e ventos. Dessa forma, a necessidade de manutenção dos equipamentos de uma subestação desabrigada é alta uma vez que a eficácia dos equipamentos é significativamente reduzida com o tempo e a exposição às intempéries. A isolação de um equipamento para outro é realizado de forma convencional pelo espaço de ar existente entre eles (por esse motivo algumas literaturas as classificam de subestações isoladas a ar ou *air-insulated substation* (AIS). Por terem o ar como isolante, estas subestações ocupam grandes espaços (MC. Donalds, 2012; SIEMENS, 2018).

Uma alternativa às instalações a céu aberto é fazer a instalação da subestação de forma abrigada. Neste caso, os equipamentos da subestação ficam instalados em cabines metálicas e/ou blindadas. Isso pode reduzir o espaço de instalação das subestações, além de proteger contra as interferências climáticas a que estão sujeitas as subestações desabrigadas. Os ambientes internos podem ser construídos na forma de uma edificação ou como uma câmara subterrânea. Além disso, pode-se fazer o isolamento dos equipamentos utilizando gás hexafluoreto de enxofre (SF_6), consistindo estas nas subestações isoladas a gás (ou do inglês, *gas-insulated substation* (GIS) (MC. Donalds, 2012; SIEMENS, 2018).

Além da economia de espaço, as subestações abrigadas precisam de menos manutenção que as desabrigadas, e oferecem uma operação de forma segura. Entretanto, são necessários mais equipamentos de instrumentação, pois uma vez que as operações de manobra não são visíveis, devem ser providos indicadores em painéis e outros equipamentos especiais, como para manusear o SF_6 . Em termos de pessoal, as subestações abrigadas exigem maior treinamento especializado para operar os equipamentos.

Quanto à forma de operação, as subestações podem funcionar com operado, de forma parcialmente automatizada ou totalmente automatizada. As subestações que apresentam um operador são geralmente as de maior porte, de forma que é necessário também envolver um alto grau de treinamento dos operadores. As subestações parcialmente automatizadas ainda possuem a figura do operador, mas têm computadores ou intertravamentos eletromecânicos que efetuam algumas funções de proteção de forma a evitar manobras indevidas. Por fim, uma subestação totalmente automatizada é aquela que não necessita de um operador in loco, mas pode ser supervisionada a distância em centros de controle computadorizados (MC. Donalds, 2012).

As subestações isoladas a ar são construídas utilizando arranjos típicos de barramentos para cada finalidade, de forma que em cada caso alguns aspectos de manutenção dos disjuntores devem ser considerados. Além disso, a configuração dos barramentos está relacionada à sua flexibilidade de operação. Em outras palavras, dentre vários aspectos relacionados à confiabilidade da subestação, o arranjo dos barramentos é um deles.

Um único barramento pode ser classificado quanto à sua continuidade, podendo ser do tipo contínuo, onde não existem partições ou seccionamentos, ou do tipo seccionado, que permite que parte do barramento seja desconectado ou conectado, podendo cada seção atender diferentes consumidores. Os principais arranjos de barramentos de subestações serão estudados com maiores detalhes na sequência (MC. Donalds, 2012).

Barramento simples

Este tipo de barramento é mostrado na Figura 1.20. É o arranjo mais simples, onde as conexões são feitas por meio de disjuntores conectados diretamente ao barramento. A confiabilidade deste tipo de arranjo é bem baixa, uma vez que na ocorrência de um evento em que uma das linhas conectadas à barra ocorra, todo consumidor que é atendido pela linha ficará sem energia. Ainda, na ocorrência de uma falha o barramento, toda subestação deve ser desenergizada para manutenção.

Em termos de custo, este também é baixo para o arranjo, dado a simplicidade. Contudo, devido à baixa flexibilidade de operação, a transferência de cargas de um circuito para outro requer que seja instalados chaves adicionais fora da subestação. A conexão da linha a uma barra é direta, uma vez que as linhas são conectadas a uma mesma barra.

Devido também a baixa confiabilidade deste arranjo, e as complicações de manutenção e flexibilidade de operação, este tipo de arranjo é limitado às instalações de níveis mais baixos e com poucos requerimentos. Em subestações nas quais uma grande quantidade de cargas são atendidas, deve-se aumentar tanto a confiabilidade de atendimento quanto a flexibilidade de operação.

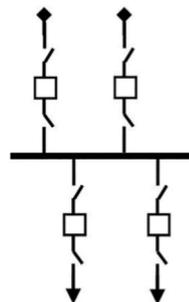
Barramento simples seccionado

O barramento simples seccionado é uma alternativa ao arranjo de barras simples que permite aumentar a flexibilidade de operação e reduzir o número de circuitos perdidos em decorrência de um evento de falta. Este arranjo é mostrado na Figura 1.21.

Barramento principal e de transferência

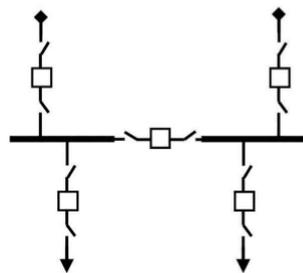
Este tipo de configuração conecta todos os circuitos entre a barra principal (P) e a de transferência (T), conforme mostra a Figura 1.22. Existe uma conexão entre as duas barras que é feita ou por meio de um disjuntor ou por chaves entre as duas barras. Durante

Figura 1.20 | Esquema do arranjo de barra simples



Fonte: elaborada pelo autor.

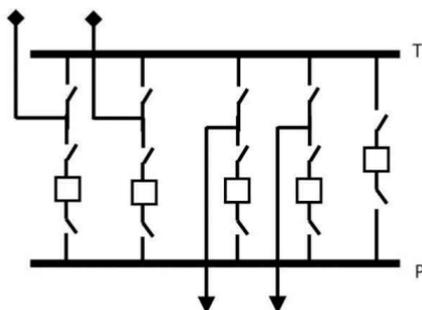
Figura 1.21 | Esquema do barramento simples seccionado



Fonte: elaborada pelo autor.

a operação normal, é como se o barramento operasse como o barramento simples, sendo a barra principal adotada para esta finalidade. Se algum evento de falta indesejado ocorrer na barra principal, todos os circuitos serão desenergizados, o que torna a flexibilidade deste tipo de arranjo ainda muito baixa. Entretanto, em termos de manutenção dos disjuntores, a barra de transferência pode ser utilizada para que os circuitos sejam transferidos para ela antes da manutenção do barramento principal.

Figura 1.22 | Barramento principal e transferência



Fonte: elaborada pelo autor.

Alguns sistemas com este arranjo são operados com a barra de transferência desenergizada. Quando um disjuntor precisa passar por manutenção, a barra de transferência é energizada através do disjuntor de conexão. Dessa forma, a chave mais próxima da barra de transferência correspondente ao disjuntor em manutenção é fechada, evitando a interrupção do circuito em carga.



Refleta

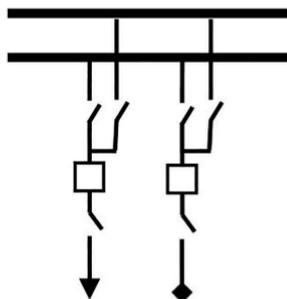
No arranjo de barra principal e transferência seria possível fazer a manobra de transferência dos circuitos sem a existência de um disjuntor de conexão entre as barras?

Barramento duplo com disjuntor único

O barramento duplo com disjuntor único conecta cada um dos circuitos a duas barras, assim como mostrado na Figura 1.23. Os disjuntores podem ser conectados às barras por meio das chaves de forma a aumentar a flexibilidade de operação e aumentar a confiabilidade. Assim, uma falta em uma das barras não irá impactar na outra barra.

Este tipo de arranjo é aplicado em instalações de grande porte. Entre as vantagens está a relativa flexibilidade, e no caso de necessidade de manutenção qualquer uma

Figura 1.23 | Barramento duplo com disjuntor único



Fonte: elaborada pelo autor.

das barras pode ser isolada sem problemas. Existe uma facilidade de transferência dos circuitos de uma barra para a outra utilizando um único disjuntor de transferência e manobras com chaves. Contudo, entre as desvantagens está a necessidade de um disjuntor extra para conexão entre as barras, além da necessidade de chaves adicionais por circuito. Se houver alguma perda do disjuntor de transferência a subestação pode ficar desassistida. O custo de implementação deste tipo de arranjo é maior que o custo do arranjo de barra simples.

Barramento duplo com disjuntor duplo

Este tipo de arranjo é mostrado na Figura 1.23. Trata-se de um tipo de arranjo que possui alto grau de confiabilidade, pois os circuitos possuem a proteção feita por dois disjuntores separados, sendo que a operação de qualquer disjuntor não afetará mais de um circuito. No exemplo a seguir, o funcionamento deste arranjo é melhor detalhado.

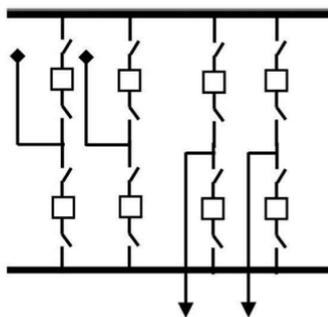


Exemplificando

Suponha que chegam na SE as linhas de média tensão que alimentam a SE por meio de transformador com disjuntor de alta tensão. Há duas barras nesse arranjo de SE, conforme a Figura 1.23. O alimentador pode ser suprido por qualquer uma das barras, sendo que uma é adotada como barra principal e a outra é deixada como reserva para emergências. Na ocorrência de um evento na barra adotada como principal, o disjuntor do lado de baixa tensão do transformador irá abrir, desconectando da barra principal, assim como o disjuntor do alimentador ligado à barra principal é desconectado manualmente. Em seguida, ocorre a transferência do circuito para a barra de reserva, fechando os disjuntores conectados a esta barra. Durante o tempo de manobra o serviço é interrompido.

Assim, este arranjo também se aplica em instalações de grande porte, pois confere uma continuidade de fornecimento (por exemplo, em subestações de EHV – extra-alta tensão). É um arranjo de barras duplo mais completo, mais flexível, conferindo também maior confiabilidade; além disso, na necessidade de se retirar uma das barras para manutenção, é possível fazer a manobra garantindo a continuidade dos serviços. A desvantagem é, claramente, o alto custo deste arranjo.

Figura 1.24 | Barramento duplo com disjuntor duplo

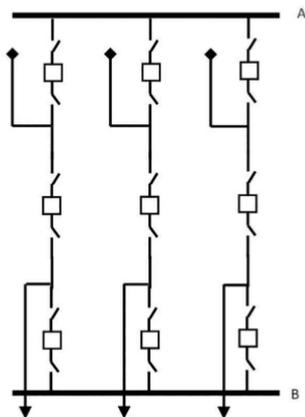


Fonte: elaborada pelo autor.

Barramento de disjuntor e meio

Conforme mostrado na Figura 1.25, este arranjo conta com três disjuntores que protegem o circuito conectados em série que são interligados às barras duplas. Dos disjuntores derivam as entradas e saídas dos circuitos. Cada dois circuitos se conectam de um lado e outro do disjuntor central. A manobra consiste também em garantir o suprimento de energia à alimentação de uma das barras caso sofrer um evento de falta, fazendo a manobra adequada dos disjuntores e chaves. Na eventualidade de uma barra ou um disjuntor sair de operação a continuidade do fornecimento pode ser mantida.

Figura 1.25 | Barramento de disjuntor e meio



Fonte: elaborada pelo autor.

Este arranjo também possui alto grau de confiabilidade, mas com uma importante simplificação que é a utilização de um disjuntor e meio ($1 \text{ e } \frac{1}{2}$) para cada entrada e saída (lembre-se que no arranjo anterior eram necessários dois disjuntores para cada entrada e saída). Sendo assim, é mais econômico para a mesma confiabilidade. Confere uma maior flexibilidade de manobra e rápida recomposição. Contudo, o número de operações envolvidas quando do chaveamento e religamento dos equipamentos é maior.

Barramento em anel

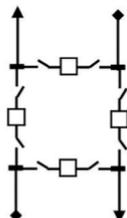
O esquema de ligação de barramento em anel é mostrado na Figura 1.28. Pode-se observar que este utiliza os disjuntores e chaves formando um circuito fechado de forma a seccionar o barramento, no entanto apresentando a economia de um disjuntor por circuito quando comparada com o barramento simples seccionado. O custo é aproximadamente o mesmo que a de barramento simples, no entanto é mais confiável. A operação deste esquema é um pouco mais complexa uma vez que cada equipamento (linha, alimentador, transformador) é alimentado por dois disjuntores separados e requer religamento automático e circuitos de proteção mais complexos. Apresenta alta flexibilidade quando os disjuntores precisam ser retirados para manutenção sem interrupção da carga fornecida pelo circuito. Se uma falha ocorre, somente a barra faltosa precisa ser isolada. Contudo os disjuntores devem ser projetados para transportar toda a carga no caso da saída de um dos disjuntores e consequentemente abertura do esquema em anel.



Refleta

No barramento em anel, quantos caminhos você consegue visualizar para cada circuito?

Figura 1.28 | Barramento em anel



Fonte: elaborada pelo autor.



Assimile

As principais configurações de barramentos, e suas características referentes à confiabilidade e custo, são sumarizadas no Quadro 1.6.

Quadro 1.6 | Comparativo dos arranjos de barras em SEs

Arranjo	Confiabilidade	Custo
Barra simples	Baixo	Baixo
Barra principal e transferência	Baixo	Intermediário
Barra dupla – 1 disjuntor	Médio	Intermediário
Barra dupla – 2 disjuntores	Alta	Alto
Barra dupla – disjuntor e meio	Alta	Intermediário
Barra em anel	Alta	Intermediário

Fonte: elaborado pelo autor.



Saiba mais

A construção de uma subestação, seja ela para qual finalidade for, é muito mais complexa que apenas a instalação de um transformador elevador ou abaixador. Para que o processo de elevação ou rebaixamento da classe de tensão possa ser realizado, as subestações devem prover a segurança necessária tanto dos equipamentos como das pessoas envolvidas. Entre estes equipamentos destacam-se os disjuntores, fusíveis, os para-raios além da isolação apropriada para os transformadores de potência. Para saber mais sobre esse assunto, sugerimos a leitura da Seção 2.3 da referência a seguir, da página 42 a 51 que tratam da forma de acionamento e os tipos de equipamentos utilizados nas subestações de média e alta tensão.

GEDRA, R.L., BARROS, B. F., BORELLI, R. **Geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica**. 1. ed., São Paulo: Érica, 2014.

Com esta seção pudemos cobrir os principais conteúdos introdutórios acerca dos sistemas elétricos de potência: sua composição e seus equipamentos. Esta seção em particular apresentou as subestações de energia, que é uma parte essencial do sistema elétrico, pois permite a conversão dos níveis de tensão de forma a cumprir com um dos principais requisitos do sistema elétrico: a transmissão econômica de energia. Nas próximas unidades estudaremos algumas particularidades de análise do sistema elétrico de potência, assim estes conceitos introdutórios serão fundamentais. Até lá!

Sem medo de errar

Relembrando a situação na qual estamos contextualizando o nosso estudo, o seu cliente deseja instalar uma subestação com barramento duplo para aumentar a confiabilidade e flexibilidade para manutenção, no entanto, tem um orçamento limitado. Neste sentido, para atender o cliente você precisa apresentar as possibilidades de arranjos de barramento duplo e comparar estes arranjos com relação ao custo, destacando as principais vantagens e desvantagens de cada uma, para facilitar o projeto de subestações de energia.

Os tipos de barramento duplo mais clássicos são os elencados a seguir:

- Barramento duplo de disjuntor simples.
- Barramento duplo de disjuntor duplo.
- Barramento duplo com barra principal e de transferência.
- Barramento duplo de disjuntor e meio.

Com relação a custo benéfico, o melhor tipo é o barramento duplo de disjuntor e meio. Isso pode ser conferido a partir da análise do Quadro 1.6 apresentado. No Quadro 1.7 é apresentado um comparativo apenas dos barramentos de barras duplas. Para se conseguir uma alta confiabilidade existem duas possibilidades: Barra dupla com dois disjuntores ou barra dupla com disjuntor e meio. No entanto, o custo da primeira opção é muito alto, sendo assim o arranjo de barras duplo de disjuntor e meio é a opção mais viável para se conseguir alta confiabilidade a um baixo custo.

Quadro 1.7 | Comparativo de barramentos duplos

Arranjo	Confiabilidade	Custo
Barra principal e transferência	Baixo	Intermediário
Barra dupla – 1 disjuntor	Médio	Intermediário
Barra dupla – 2 disjuntores	Alta	Alto
Barra dupla – disjuntor e meio	Alta	Intermediário

Fonte: elaborado pelo autor.

Assim, você deve apresentar esta opção ao seu cliente como a mais adequada aos objetivos, e assim a sua tarefa estará concluída com sucesso!

Avançando na prática

Projeto de uma subestação de consumidor

Descrição da situação-problema

Imagine que uma indústria deseja alimentar a sua planta por meio de uma subestação própria. Sabemos que as subestações possuem barramentos de alta e média tensão nos quais os circuitos alimentadores e os de distribuição são conectados, além dos transformadores de potência. As concessionárias de energia possuem padrões de estruturas e equipamentos e nisso se inclui os arranjos de barramentos que devem ser utilizados.

A indústria deseja que o projeto da subestação atenda os seguintes requisitos:

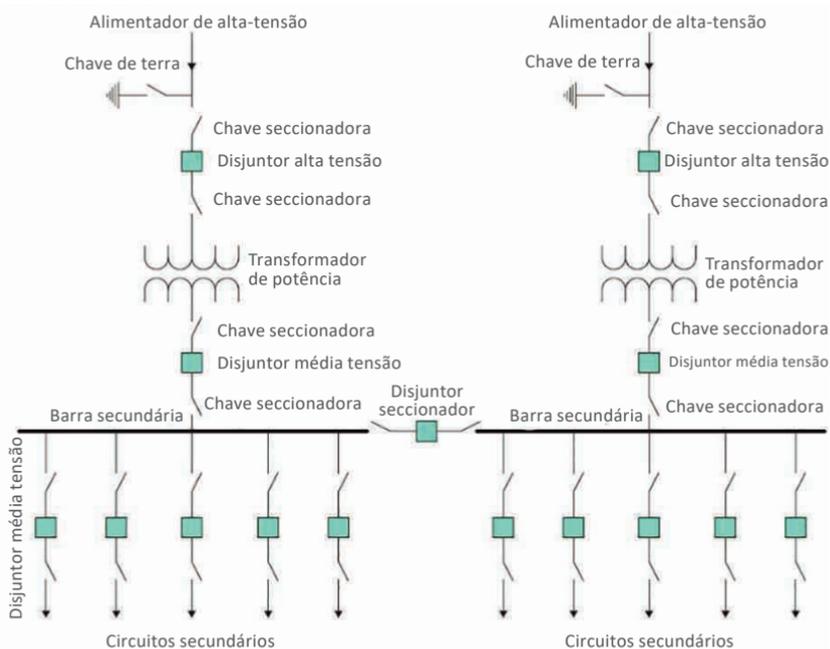
- Continuidade do fornecimento.
- Baixo custo.
- Facilidade operacional de manobra no circuito secundário.
- Se houver algum defeito em qualquer disjuntor dos circuitos secundários, somente a parte associada a ele é interrompida.
- Possibilidade de transferência da carga.
- Alternativa de operar ou não com dois transformadores em paralelo.
- Possibilidade de retirar ou substituir qualquer equipamento com interrupção do fornecimento somente da carga associada.

Qual o tipo de arranjo que você como consultor iria sugerir ao seu cliente? Quais seriam as principais vantagens e desvantagens deste arranjo de barramento?

Resolução da situação-problema

Com base nos requisitos levantados relacionados ao atendimento da carga, a flexibilidade de operação e manobra, um dos arranjos de barras mais simples e possíveis de ser implementado com um relativo baixo custo é o mostrado na Figura 1.27.

Figura 1.27 | Esquema de ligação da subestação utilizando barramento simples seccionado na barra secundária



Fonte: Mamede (2018, p. 562).

Neste tipo de aplicação, se favorece a alimentação de cargas que necessitam de uma maior continuidade de fornecimento. Além disso, a perda de uma barra afeta somente as cargas a ela conectadas. Contudo, este tipo de arranjo possui a desvantagem que quando ocorrer um defeito em qualquer uma das barras haverá a perda da metade da carga da subestação.

Faça valer a pena

1. De acordo com o PRODIST (Procedimentos da Distribuição, da ANEEL), Módulo 1, as SEs compreendem o “Conjunto de instalações elétricas em média ou alta tensão que agrupa os equipamentos, condutores e acessórios, destinados à proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas” (PRODIST, 2015).

Em termos dos níveis de tensão de entrada e saída da subestação, selecione a alternativa correta que relaciona as classificações das subestações.

- Subestação de barra simples, subestação de barra dupla, subestação em anel.
- Subestação abrigada, subestação desabrigada, subestação blindada.

- c) Subestação elevadora, subestação abaixadora, subestação de manobra.
- d) subestação de alta tensão, subestação de média tensão, subestação de alta tensão.
- e) Subestação isolada a ar, subestação isolada a gás, subestação subterrânea.

2. Além da economia de espaço, as subestações abrigadas precisam de menos manutenção que as desabrigadas, e oferecem uma operação de forma segura. Entretanto, são necessários mais equipamentos de instrumentação, pois uma vez que as operações de manobra não são visíveis, devem ser providos indicadores em painéis, e outros equipamentos especiais, como para manusear o gás de isolamento. Em termos de pessoal, as subestações abrigadas exigem maior treinamento especializado para operar os equipamentos.

Assinale a alternativa que contém o gás utilizado para a isolamento das subestações abrigadas e isoladas a gás.

- a) Fluoreto de enxofre ou SF.
- b) Tetrafluoreto de enxofre ou SF_4 .
- c) Sulfato de enxofre ou SF.
- d) Hexafluoreto de enxofre ou SF_6 .
- e) Hexasulfato de enxofre ou SF_6 .

3. Considere as afirmativas a seguir acerca dos arranjos possíveis para barramentos de subestações:

- I. O arranjo de barramento simples é o mais econômico, porém é o menos seguro, sendo utilizado em subestações de média e alta potência.
- II. No arranjo de barramento com barra seccionada é possível evitar que uma falha provoque a sua completa paralisação, isolando apenas a parte da subestação com falha.
- III. No arranjo de barramento do tipo principal e transferência, caso uma emergência ocorra em que o disjuntor principal é retirado de serviço para manutenção, o fechamento da linha à barra auxiliar ocorre através do fechamento da chave de *bypass*.

Assinale a alternativa correta com relação às afirmativas.

- a) Somente a I é verdadeira.
- b) Somente a II é verdadeira.
- c) Somente a III é verdadeira.
- d) Somente a I e II são verdadeiras.
- e) Somente a II e III são verdadeiras.

Referências

AH – Aventuras na História. **Tesla vs Edison: a guerra das correntes**. 2017. Disponível em: <https://aventurasnahistoria.uol.com.br/noticias/reportagem/tesla-vs-edison-a-guerra-das-correntes.phtml>. Acesso em: 18 set. 2018.

ANEEL. **PRODIST** - Módulo 1 – Introdução, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/prodist> Acesso em 26 de setembro de 2018.

ANEEL. **PRODIST** - Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/prodist> Acesso em 26 de setembro de 2018.

ANEEL. **BIG – Banco de informações da geração**. 2018. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 23 ago. 2018.

GEDRA, R. L., BARROS, B. F., BORELLI, R. **Geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2014.

KERSTING, W. H. **Distribution Systems Modelling and Analysis**. 4. ed. CRC Press, 2017.

MAMEDE FILHO, J. **Manual de Equipamentos Elétricos**, 4. Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2015.

MAMEDE FILHO, J. **Instalações elétricas industriais de acordo com a norma brasileira NBR 5419:2015**. 9. ed., Rio de Janeiro: LTC, 2018.

MCDONALD, J. D., **Electric Power Substations Engineering**. 3. ed. Boca Raton: CRC Press, 2012.

MOHAN, N. **Sistemas elétricos de Potência: um curso introdutório**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

MONTICELLI, A., GARCIA, A. **Introdução aos sistemas de energia elétrica**. 2. ed. Campinas: Editora Unicamp, 2011.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Mapa dinâmico do SIN**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 23 ago. 2018.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O sistema interligado nacional**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 23 ago 2018.

PINTO, M. O. **Energia Elétrica: Geração, transmissão e sistemas Interligados**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2018.

PWC. **Os desafios do setor elétrico brasileiro-avanços esperados frente a transformação global**. 2017. Disponível em: <https://www.pwc.com.br/pt/estudos/strategy/2017/2017-strategy-desafios-setor-elertrico-brasileiro.pdf>. Acesso em: 23 ago. 2018.

THE green age. **What is economy ??** Londres, 2013. Disponível em: <https://www.thegreenage.co.uk/what-is-economy-7-tariff/>. Acesso em: 18 set. 2018.

UNIVERSITY of Washington. **Power System Test Case Archive**. Washington. Disponível em: <https://www2.ee.washington.edu/research/pstca/>. Acesso em: 23 ago. 2018.

SIEMENS. **Power Engineering Guide**. 2018, Disponível em: <https://www.siemens.com/global/en/home/products/energy/topics/power-engineering-guide.html>. Acesso em: 26 set. 2018.

Unidade 2

Análise do sistema elétrico de potência

Convite ao estudo

Olá aluno, seja bem-vindo a segunda unidade de Sistemas Elétricos de Potência I. Nessa unidade iniciaremos a análise dos sistemas de potência abordando alguns fundamentos básicos que serão aprofundados posteriormente na análise de um sistema elétrico por meio do fluxo de carga. Aliás, você saberia dizer qual a importância de se analisar um sistema elétrico, definindo os modelos dos componentes da rede e realizando cálculos para determinar as variáveis do sistema em determinados pontos de operação?

Bom, essa análise é de extrema importância. Conforme já vimos, um dos requisitos essenciais do sistema elétrico de potência é a confiabilidade. Isso significa que o sistema elétrico deve ser capaz de atender o consumidor final continuamente, sem interrupções, com a qualidade de energia requerida e com o menor custo possível. Com esse objetivo, as fases da operação de um sistema elétrico são divididas em pré-despacho, despacho e pós-despacho. Na fase de pré-despacho ocorre o planejamento e programação da operação. Na fase de despacho, ocorre a coordenação das diversas fontes centralizadas de forma a atender a demanda programada, visando fechar o balanço de potência. Já na fase de pós-despacho ocorrem os cálculos estatísticos e as contabilizações dos fluxos de energia para verificar se o balanço de energia foi realizado adequadamente. Nesse processo, visa-se garantir que o número de desligamentos de circuitos seja o mínimo possível, prevendo até mesmo planos de contingência para garantir a continuidade de atendimento da demanda e que as tensões de suprimento sejam mantidas dentro de padrões pré-estabelecidos.

Somente para se ter uma ideia, durante a operação do sistema interligado nacional é necessário que se atenda ao critério N-1. Isso quer dizer que o sistema deve operar considerando a possibilidade de retirada de um equipamento (uma linha, um transformador, etc.), seja para manutenção ou por um evento de contingência simples, sem prejuízo ao atendimento da demanda. Assim, para os estudos realizados nas fases da operação é necessária uma ferramenta denominada **fluxo de carga**. Essa ferramenta modela todos os componentes do sistema de estudo em um sistema determinado de **sistema por unidade**, para fins de simplificação de cálculo. Após a modelagem podem ser previstas diversas situações de operação, com as previsões de demanda,

de forma a planejar quais dos geradores serão acionados e a quantidade de potência elétrica que deve ser despachada por cada um.

Dessa forma, para adquirirmos os conhecimentos necessários para analisar um sistema elétrico de potência, esta unidade se divide em três seções. Na primeira, conheceremos o sistema de valores por unidade e como modelar um sistema elétrico utilizando esse sistema. Na segunda seção, estudaremos os geradores e os tipos de carga utilizados para análise de um sistema elétrico de potência e finalmente na terceira seção faremos uma introdução à análise dos sistemas elétricos abordando os fundamentos do fluxo de carga. Esta unidade é fundamental para que você entenda como realizar uma análise completa do sistema de potência, por isso sugerimos que você se empenhe o máximo possível. Bons estudos!

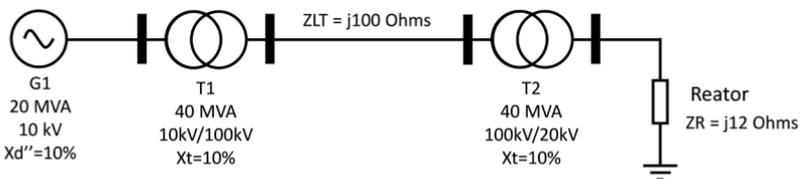
Sistema por unidade (PU)

Diálogo aberto

Olá aluno, seja bem-vindo à primeira seção em que daremos início à análise de sistemas elétricos de potência. Nesta seção estudaremos um conceito essencial para realizar o estudo de um sistema elétrico de potência: o sistema de valores por unidade (ou sistema PU). Você já pensou que em um sistema elétrico de potência temos diversos transformadores os quais são responsáveis por elevar e rebaixar a tensão durante todo o caminho que a energia elétrica percorre? Se tivéssemos que considerar os mais variados níveis de tensão nos cálculos que deveriam ser realizados com valores reais, a análise do SEP seria extremamente complexa. No entanto, com o sistema por unidade, as diferentes variáveis são convertidas em um único sistema de unidades.

Para contextualizar nosso estudo, vamos imaginar que você trabalha no centro de operação de uma empresa que coordena o despacho de energia desde a geração até a carga. Você precisa fazer um estudo de um sistema elétrico composto por uma unidade geradora na tensão de 10 kV, que se conecta a um transformador elevador e transporta a energia elétrica por uma linha de 100 kV. Posteriormente essa tensão é rebaixada para 20 kV e utilizada por um reator, conforme mostra a Figura 2.1:

Figura 2.1 | Sistema elétrico alimentando um reator



Fonte: elaborada pelo autor.

É necessário determinar qual a potência elétrica consumida por esse reator e para isso será utilizado um software de simulação. No entanto, para analisar o sistema é necessário que o sistema equivalente pu seja obtido de forma a simplificar os cálculos. O software de simulação utiliza uma potência de base de 100 MVA e, portanto, os valores em por unidade devem ser inseridos nessa base. Para que você possa prosseguir com a simulação, você deve obter os parâmetros do sistema no modelo de valores por unidade (pu) e fornecidos em forma de um banco de dados. Como você faria para obter um sistema simplificado de modo a tornar os cálculos mais simples?

No decorrer desta seção encontraremos os elementos necessários para poder construir o sistema equivalente em por unidade. Para isso, será necessário conhecer os principais conceitos de como determinar os valores de base, como fazer a mudança de base dos valores em pu, fornecido juntamente com os equipamentos, e finalmente utilizaremos o sistema equivalente para calcular a potência no reator.

Para cumprir a sua tarefa com êxito, aconselhamos uma dedicação especial a esta seção, realizando as atividades propostas e expandindo os seus conhecimentos na literatura indicada. Bons estudos!

Não pode faltar

A análise do fluxo de potência é uma atividade importante dentro de sistemas elétricos de potência, a fim de obter as melhores condições operativas, de controle e de supervisão. Seu objetivo principal consiste em determinar as magnitudes de tensão e os ângulos de fase na rede, e as distribuições do fluxo de potência nas barras.

Para isso, o sistema elétrico precisa ser modelado por meio de um conjunto de equações e/ou inequações que representem algebricamente seus componentes, como linhas de transmissão, transformadores de potência, geradores e cargas.

Quando realizamos a análise de sistemas elétricos, a utilização das variáveis “reais” (volts para tensão, amperes para corrente, ohms para as impedâncias, entre outros) se torna demasiadamente complexa. Isso porque ao longo de um sistema a ser analisado ocorrem elevações e rebaixamento das tensões, utilizando os transformadores de potência, conforme vimos nas seções anteriores. Nas análises para obtenção dos fluxos de corrente e fluxos de potência, as variações de tensões devem ser consideradas, assim como os diferentes parâmetros de linhas cuja magnitude varia em função dos comprimentos de linha e suas características.

Para contornar o problema exposto acima, criou-se o sistema “por unidade” (Sistema PU). Esse sistema visa fazer uma mudança de escala das principais variáveis de análise, tais como tensões correntes, potência e impedâncias. Essa mudança de escala expressa os valores das variáveis na forma de uma certa porcentagem de um valor de base adotado, de forma a tornar os cálculos da análise mais simples e diretos. Vamos entender melhor, inicialmente, a diferença entre valores nominais e valores de base (MOHAN, 2016):

- Valores nominais: São os valores relacionados aos equipamentos que compõem o sistema elétrico de potência. Por exemplo, os geradores,

transformadores, linhas de transmissão, bancos de capacitores, entre outros, possuem um valor nominal de tensão (tensão nominal) para a qual foram projetados (considerando aspectos como isolamento, saturação magnética e frequência de operação) e na qual devem ser operados. Além da tensão nominal, os equipamentos normalmente possuem também uma corrente nominal em termos de valores eficazes, que é dimensionada no projeto do equipamento para operação em regime permanente, sem exceder os limites térmicos (aquecimento por dissipação Joule).

- Valores de base: ao determinar os valores dos equipamentos do sistema elétrico por unidade, devem ser adotados valores de base para tensão e potência. A partir dos valores de base de tensão e potência são obtidos os valores de base para correntes e impedâncias e posteriormente o sistema elétrico pode ser convertido em valores por unidade utilizando os valores de base adotados. Geralmente, para os valores de base de tensão são escolhidos os valores nominais de cada equipamento, enquanto o valor de base da potência do sistema elétrico é uma só e escolhida segundo alguma convenção.

A escolha por modelar um sistema elétrico em PU se dá por motivos bem claros. Em primeiro, os valores por unidade independem do tamanho do equipamento, ficando restritos a uma faixa conhecida e, portanto, fáceis de serem verificados ou estimados. Além disso, como os transformadores são equipamentos que envolvem a conversão entre dois níveis diferentes de tensão e como são equipamentos muito frequentes no SEP, o uso de valores PU padroniza o sistema em termos de nível de tensão. Se duas partes distintas da rede possuem tensão nominal diferentes, esses valores nominais podem ser adotados como valores de base para cada uma das parcelas da rede, de forma que, ao se obter o equivalente PU, um valor de 1 pu (padronizaremos a unidade de medida em minúscula) em quaisquer uma das partes da rede corresponde ao valor nominal da tensão em cada uma dessas partes. Esse procedimento simplifica os cálculos necessários em uma análise de fluxo de carga, onde todos os valores são obtidos inicialmente em unidades pu, e posteriormente convertidos para as unidades reais utilizando os seus respectivos valores de base.

Assim, vimos que o primeiro passo para determinar o equivalente em por unidade de um sistema elétrico a ser analisado é obter os valores de base para tensão, potência, corrente e impedância. Com os valores de base de potência e tensão, os valores de base de corrente e impedância podem ser calculados conforme segue:

$$I_{base} [A] = \frac{S_{base} [kVA]_{3\phi}}{\sqrt{3} V_{base} [kV]_{LL}}$$

$$Z_{base} [\Omega] = \frac{(V_{base} [kV]_{LN} / \sqrt{3})^2}{S_{base} [kVA]_{3\phi} / 3}$$

$$Z_{base} [\Omega] = \frac{(V_{base} [kV]_{LL})^2}{S_{base} [MVA]_{3\phi}}$$

As equações acima devem ser usadas com atenção, atentando para quando os valores são valores de linha ou valores de fase.

Uma vez calculado os valores de base, as quantidades em por unidade podem ser obtidas a partir da seguinte relação:

$$Valor_{pu} = \frac{Valor_{real}}{Valor_{Base}}$$



Exemplificando

Um sistema elétrico tem uma potência de base assumida em 100 MVA. Parte desse sistema tem uma tensão nominal de $\frac{200}{\sqrt{3}}$ kV que

é adotada como valor de base. Qual será o valor da corrente de 250 A em pu nesse sistema?

Resolução:

Uma vez que os valores de potência e tensão de base são dados, precisamos inicialmente calcular a corrente de base:

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3}V_{base}} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3} \frac{200 \times 10^3}{\sqrt{3}}} = \frac{10^3}{2} = 500 \Omega$$

Pode-se, então, calcular o valor em por unidade a partir da Equação conforme a seguir:

$$I_{pu} = \frac{250}{500} = 0,5 \text{ pu}$$

Cabe ainda ressaltar que os valores em por unidade são mantidos os mesmos seja em uma base monofásica ou trifásica. Um exemplo claro disso é com relação à potência, cujo valor em unidades pu é a mesma seja ela monofásica ou trifásica, enquanto que para calcular o valor em Watts monofásico a partir de uma base trifásica é necessário dividir o valor da potência de base trifásica por três (ou calcular a potência trifásica e dividir por 3).



Refleta

Alguns equipamentos fornecem os valores de impedância (resistência ou reatância) em por unidade na base do equipamento. Isso quer dizer que os valores adotados para o cálculo dos valores em pu fornecidos foram os valores nominais dos próprios equipamentos, adotados como valores de base. Nesse caso, quando o equipamento é considerado em um sistema elétrico de potência, não basta apenas utilizar o valor percentual ou por unidade, indicado nas informações do equipamento. Deve ser feita uma **mudança de base**. Em que tipo de equipamentos essa mudança é importante?

A mudança de base transfere os valores em por unidade de uma base de valores para um novo valor em por unidade, mas utilizando valores de base diferentes. Basicamente, essa mudança é feita por meio da operação de multiplicação do valor em PU em uma base 1, pela razão entre os valores de base 1 e base 2, conforme mostra a equação a seguir:

$$\text{Valor}_{pu}^{\text{Base2}} = \text{Valor}_{pu}^{\text{Base1}} \frac{\text{Base1}}{\text{Base2}} .$$



Exemplificando

Seja um gerador de 50 MVA e 10 kV que possui uma reatância de 12%. Se esse gerador for conectado a um sistema de 100 MVA, qual será o valor da reatância do gerador em pu?

Resolução:

Nesse caso podemos fazer o seguinte cálculo:

$$x_{pu}^{100.MVA} = x_{pu}^{50.MVA} \frac{Z_{base}^{50.MVA}}{Z_{base}^{100.MVA}} = x_{pu}^{50.MVA} \frac{(10kV)^2}{100MVA} = x_{pu}^{50.MVA} \frac{50MVA}{(10kV)^2} = x_{pu}^{50.MVA} \frac{100MVA}{50MVA}$$

Assim, temos:

$$x_{pu}^{100.MVA} = 0,12 \frac{100}{50} = 0,24 \text{ pu.}$$



Assimile

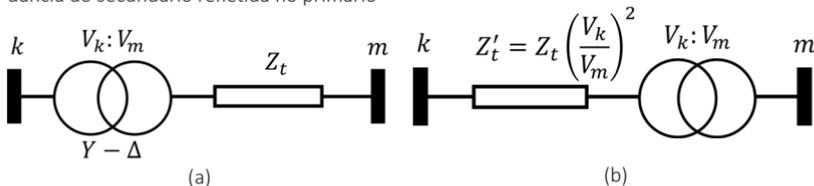
Em sistemas elétricos de potência mais complexos, a obtenção do modelo do sistema em valores por unidade se dá conforme os passos a seguir:

1. Definir a base de potência total para todo o sistema.
2. Identificar as diferentes zonas de tensão.
3. Definir a base de tensão para cada uma das zonas de tensão.
4. Em cada zona que não tenha base definida, mas que esteja ligada a uma zona com base de tensão definida V_{bi} por meio de um transformador com razão de transformação $V_i:V_k$, definir como base a tensão $V_{bi} = (V_k/V_i) \times V_{bi}$.
5. Calcular as bases de impedância e de corrente para cada zona, utilizando as bases de potência e de tensão.
6. Definidas as bases, converter os dados fornecidos no S.I. em pu, dividindo-os pelos seus respectivos valores de base.

A utilização do sistema pu traz vantagens significativas para efetuar os cálculos em redes com vários níveis de tensão, pois dessa forma permite desconsiderar os cálculos de conversão de níveis de tensão e corrente na presença dos transformadores, deixando-os com a relação de transformação, em pu, de 1:1. Para mostrar isso, considere um transformador conectado entre as barras k e m de um sistema cuja tensão nominal no primário é dada por uma tensão V_k e no secundário dada por V_m , assim como uma impedância em Ohms total no lado do secundário dada por Z_t , assim como mostra a Figura 2.2 (a). Considerando a relação de transformação, podemos refletir a impedância total em Ohms do lado do secundário no lado do primário, conforme a equação a seguir e a Figura 2,2 (b).

$$Z'_t = \left(\frac{V_k}{V_m} \right)^2 Z_t$$

Figura 2.2 | Modelo do transformador (a) com impedância total no secundário (b) com a impedância do secundário refletida no primário



Fonte: elaborada pelo autor.

Conforme já vimos, os valores de base são números reais que são iguais às magnitudes das quantidades complexas que elas representam. Vamos, então, assumir que a potência de base para esse transformador seja igual a S , e as tensões de base para o primário e para o secundário sejam as tensões nominais de cada um dos lados (V_k e V_m). Podemos, então, descrever a impedância de base do primário, conforme a seguir:

$$Z_{base}^p = \frac{(V_k)^2}{S}$$

Da mesma forma, a impedância de base do lado do secundário é igual a:

$$Z_{base}^s = \frac{(V_m)^2}{S}$$

Assim, podemos calcular a impedância do lado do secundário em por unidade:

$$z_t(pu) = \frac{Z_t}{Z_{base}^s} = \frac{Z_t}{\frac{(V_m)^2}{S}} = \frac{SZ_t}{(V_m)^2}$$

Da mesma forma, podemos calcular a impedância do lado do primário em por unidade:

$$z_t'(pu) = \frac{Z_t'}{Z_{base}^p} = \frac{Z_t'}{\frac{(V_k)^2}{S}} = \frac{SZ_t'}{(V_k)^2}$$

Agora, substituindo a equação da impedância em Ohms da impedância do transformador refletida do lado do primário, em termos da impedância do secundário e da relação de transformação, teremos:

$$z_t'(pu) = \frac{SZ_t'}{(V_k)^2} = \frac{S \left(\frac{V_k}{V_m} \right)^2 Z_t}{(V_k)^2} = \frac{SZ_t}{(V_k)^2 (V_m)^2} (V_k)^2 = \frac{SZ_t}{(V_m)^2} = z_t(pu)$$

Assim, pudemos mostrar que a impedância de um transformador em valores pu é a mesma seja para o lado do primário ou para o lado do secundário. Assim, quando os parâmetros do transformador são fornecidos em pu, não há necessidade de especificar se ele é para o lado do primário ou para o lado do secundário.



Refleta

Em transformadores com tap variável, como deve ser feito para que as possíveis mudanças de tap sejam consideradas no modelo equivalente do transformador em valores por unidade?

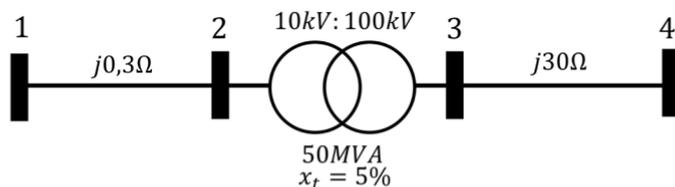
Por outro lado, em algumas situações ainda pode ser que seja necessário mudar os valores em pu de alguma grandeza que está em uma determinada base para uma nova base de cálculo. Uma dessas situações ocorre exatamente quando os dados dos transformadores em pu são disponíveis em uma base diferente da base de cálculo utilizada no sistema. A seguir, apresentamos um exemplo de um sistema elétrico no qual é necessário fazer uma mudança de base dos transformadores assim como calcular o valor em por unidade da impedância da linha de transmissão.



Exemplificando

Considere o sistema elétrico de potência apresentado na Figura. Os valores do transformador são dados na base do equipamento. Determine o sistema equivalente PU na base de 100 MVA.

Figura 2.3 | Sistema elétrico com duas linhas e um transformador

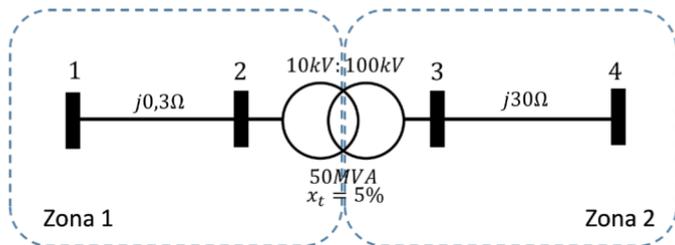


Fonte: elaborado pelo autor.

Resolução:

É possível verificar que podemos dividir o sistema em duas zonas, uma referente ao lado do primário do transformador e uma referente ao lado do secundário, conforme mostra a Figura 2.4.

Figura 2.4 | Zonas para determinação dos valores de base



Fonte: elaborada pelo autor.

Assim, iniciaremos determinando os valores de tensão de base de cada zona, podendo ser a tensão nominal de cada um dos lados do transformador:

$$V_{b1} = 10 \text{ kV} \quad V_{b2} = 100 \text{ kV}$$

As impedâncias de base de cada zona são dadas, então, por:

$$Z_{b1} = \frac{(V_{b1})^2}{S_b} = \frac{(10 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 1 \Omega$$
$$Z_{b2} = \frac{(V_{b2})^2}{S_b} = \frac{(100 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 100 \Omega$$

As impedâncias em pu de cada linha serão:

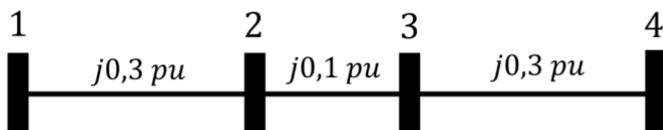
$$z_{1-2} = \frac{j0,3 \Omega}{1 \Omega} = j0,3 \text{ pu} \quad z_{3-4} = \frac{j30 \Omega}{100 \Omega} = j0,3 \text{ pu}$$

Para o transformador, é necessário fazer uma mudança de base:

$$z_{2-3} = j0,05 \frac{100}{50} = j0,1 \text{ pu}$$

Assim, temos o sistema equivalente em pu conforme dado na Figura 2.5

Figura 2.5 | Sistema equivalente em pu



Fonte: elaborada pelo autor.



Saiba mais

Para complementar seus estudos, sugerimos que você confira, na Seção 7.4 do livro da referência a seguir, algumas aplicações do sistema de valores pu, mais especificamente para sistemas radiais e malhados.

MONTICELLI, A. GARCIA, A. **Introdução a sistemas de energia elétrica**. Campinas, SP: Editora Unicamp, 2011.

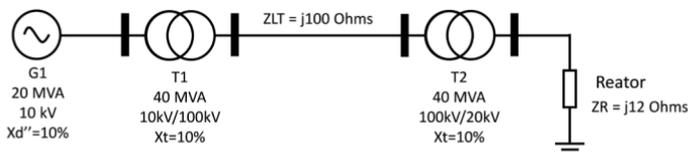
Aqui finalizamos os conceitos introdutórios de sistemas por unidade, que são de extrema importância para o entendimento das seções que virão a seguir. Continue se empenhando nos seus estudos, um abraço.

Sem medo de errar

Retomando a situação em que você trabalha no centro de operação de uma empresa que coordena o despacho de energia desde a geração até a carga, você precisa fazer um estudo de um sistema elétrico composto por

uma unidade geradora na tensão de 10 kV que se conecta a um transformador elevador e transporta a energia elétrica por uma linha de 100 kV. Posteriormente essa tensão é rebaixada para 20 kV e utilizada por um reator, conforme mostra a Figura 2.6. É necessário determinar qual a potência elétrica consumida por esse reator e para isso será utilizado um software de simulação com base de potência de 100 MVA.

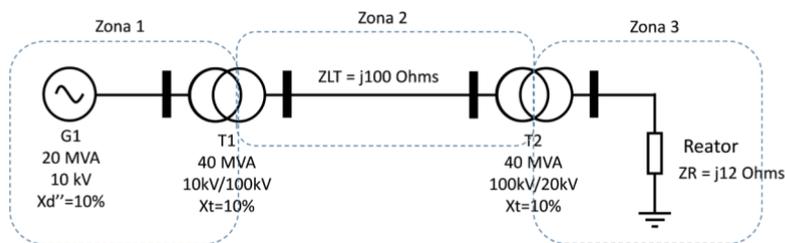
Figura 2.6 | Sistema com reator



Fonte: elaborada pelo autor.

Primeiramente, divide-se em zonas para as quais são definidas as tensões de base, assim termos que $V_{b1} = 10 \text{ kV}$, $V_{b2} = 100 \text{ kV}$ e $V_{b3} = 20 \text{ kV}$

Figura 2.7 | Sistema elétrico de potência com divisão em 3 zonas distintas



Fonte: elaborada pelo autor.

As impedâncias do gerador e dos transformadores são dadas nas bases do equipamento. Assim, devemos obter as impedâncias fazendo uma mudança de base, para a base do sistema, em cada equipamento.

$$x_{d''}'' = x_d'' \left(\frac{S_b}{S_{bg}} \right) = 0,1 \left(\frac{100}{20} \right) = 0,5 \text{ pu}$$

$$x_{T1}'' = x_{T1} \left(\frac{S_b}{S_{bg}} \right) = 0,1 \left(\frac{100}{40} \right) = 0,25 \text{ pu}$$

$$x_{T2}'' = x_{T2} \left(\frac{S_b}{S_{bg}} \right) = 0,1 \left(\frac{100}{40} \right) = 0,25 \text{ pu}$$

Será preciso agora calcular a impedância de base nas regiões 2 e 3 para obter a impedância pu da linha e do reator. Assim:

$$Z_{b2} = \frac{(V_{b2})^2}{S_b} = \frac{(100 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 100 \Omega$$

$$Z_{b3} = \frac{(V_{b3})^2}{S_b} = \frac{(20 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 4 \Omega$$

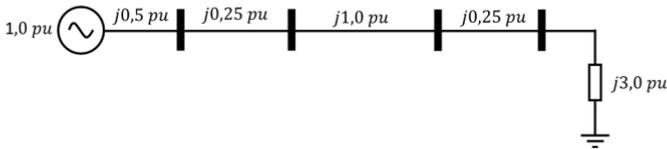
E, então, calculamos as impedâncias em pu da linha e do reator:

$$z_{LT} = \frac{j100}{100} = j1,0 \text{ pu} .$$

$$z_R = \frac{j12}{4} = j3,0 \text{ pu}$$

O circuito equivalente será conforme a figura a seguir:

Figura 2.8 | Sistema equivalente em pu para alimentação do reator



Fonte: elaborada pelo autor.

A corrente que passa pelo reator pode ser calculada em valores pu:

$$I_R = \frac{1}{j0,5 + j0,25 + j1,0 + j0,25 + j3,0} = -j\frac{1}{5} \text{ pu} .$$

A potência no reator, então, é dada por:

$$Q_R = jx_R I_R^2 = -j3,0 \cdot j\frac{1}{5} = 0,6 \text{ pu} .$$

Assim, podemos determinar o valor da potência em valores reais multiplicando pelo valor da potência de base.

$$Q_R(\text{MVA}_r) = Q_R \times S_b = 0,6 \times 100 = 60 \text{ MVA}_r .$$

Avançando na prática

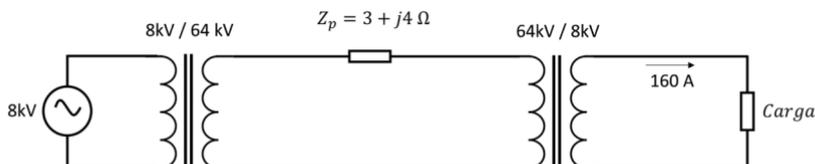
Cálculo das perdas de potência em uma linha de distribuição utilizando o sistema pu

Descrição da situação-problema

Vamos imaginar agora que você trabalha na operação de uma concessionária de distribuição e prevê o aumento de carga em um dos alimentadores

de forma que a corrente de suprimento dessa carga seja de 160 A. No entanto, esse aumento de carga irá afetar o sistema de transmissão, que é composto por uma linha de transmissão a qual atende à subestação de distribuição em uma tensão de 64 kV. Essa tensão é reduzida a 8 kV para atendimento da carga. O sistema é ilustrado na Figura 2.9, considerando que os transformadores têm impedâncias muito inferiores que a impedância da linha.

Figura 2.9 | Sistema elétrico com LT de 69 kV



Fonte: elaborada pelo autor.

A concessionária precisa informar a previsão de perdas na transmissão, de forma que o despacho seja efetuado adequadamente. Dessa forma, você tem a responsabilidade de analisar esse sistema e indicar as perdas existentes para a corrente indicada. Como você faria isso?

Resolução da situação-problema

Uma vez que os transformadores e o gerador têm impedâncias muito inferiores podemos considerar que esses equipamentos possuem impedância nula e dessa forma o circuito pode ser reduzido como mostrado na figura. Assumindo a potência de base de, por exemplo, 100 MVA, teremos a seguinte impedância de base para a linha de transmissão:

$$Z_b = \frac{(V_b)^2}{S_b} = \frac{(69 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 47,61 \Omega$$

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}V_b} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 69 \times 10^3} = 836,7 \text{ A}$$

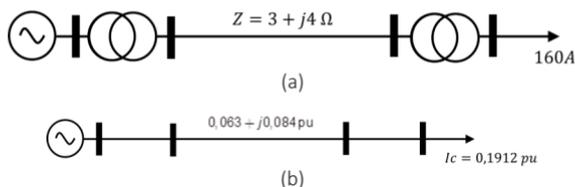
Dividindo a impedância da linha e a corrente na carga pelos valores de base teremos:

$$z_{LT} = \frac{3 + j4}{47,61} = 0,063 + j0,084 \text{ pu}$$

$$I_c = \frac{160}{836,7} = 0,1912 \text{ pu}$$

Agora, o circuito em pu pode ser representado pela figura:

Figura 2.10 | Sistema elétrico equivalente do problema (a) em valores reais (b) em valores pu



Fonte: elaborada pelo autor.

A potência ativa perdida na linha será dada por:

$$P_{LT} = R_{LT} I_C^2 = 0,063 \times 0,1912 = 0,012 \text{ pu}$$

$$P_{LT} (W) = 0,012 \times 100 = 1,2 \text{ W} .$$

Faça valer a pena

1. O uso do sistema por unidade simplifica os esforços de cálculo na análise dos sistemas de potência. Considere as seguintes afirmações acerca do sistema pu.

I – A impedância em valor pu de qualquer transformador é a mesma independentemente do lado de alta ou de baixa.

II – Utilizando o sistema pu a possibilidade de se confundir as potências monofásicas com trifásicas é menor.

III – Em simulações de sistemas elétricos é possível utilizar o sistema pu para analisar o comportamento em regime permanente ou transitório.

Com relação às afirmativas assinale a alternativa correta.

- Apenas I e II são verdadeiras
- Apenas I e III são verdadeiras
- Apenas II e III são verdadeiras
- Apenas a II é verdadeira,
- Todas são verdadeiras.

2. Para que os esforços de cálculo empregados na análise de um sistema de potência possam ser minimizados, é necessário obter o equivalente da rede em por unidade. Seja uma linha de transmissão de 100 kV com impedância série, composta por uma resistência de 0,2 ohms por quilometro por fase e reatância de 0,6 ohms por quilometro por fase. Essa linha tem uma extensão de 200 km.

Assumindo uma potência de base de 100 MVA, e a tensão nominal da linha como tensão de base, assinale a alternativa que contém a impedância série da LT expressa em valores por unidade.

- a) $0,2 + j0,6$.
- b) $0,1 + j0,3$.
- c) $0,4 + j1,2$.
- d) $0,8 + j1,9$.
- e) $0,3 + j1,9$.

3. Normalmente, as impedâncias dos transformadores são dadas em valores por unidade na base do equipamento. Isso significa que os valores nominais de tensão e potência do equipamento foram utilizados para obter o valor da impedância. Seja um transformador que tem uma impedância em pu de 5% na base de 50MVA.

Determine a impedância em pu desse transformador na base de 100 MVA.

- a) 0,1 pu.
- b) 0,2 pu.
- c) 0,3 pu.
- d) 0,4 pu.
- e) 0,5 pu.

Geradores e cargas utilizados em SEP

Diálogo aberto

Caro aluno, seja bem-vindo a mais uma seção de Sistemas Elétricos de Potência I. Na primeira seção desta unidade estudamos o sistema de valores por unidade, também conhecido como sistemas pu. Nesta seção daremos continuidade aos nossos estudos e iremos analisar algumas particularidades do principal gerador utilizado em sistemas elétricos de potência (SEP), principalmente em usinas hidrelétricas e termelétricas: o gerador síncrono. Também iremos analisar algumas características de modelagens das cargas elétricas que são utilizadas em SEP.

Para contextualizar o nosso estudo, imagine que você trabalha como técnico de campo em um projeto de uma grande usina hidrelétrica que está em fase de comissionamento. Os geradores que serão instalados nessa usina deverão atender a alguns requisitos para se manterem estáveis. Na fase de comissionamento, alguns valores referentes ao gerador deverão ser ajustados nos seus devidos controladores. Os principais controladores de um gerador hidrelétrico são o regulador de velocidade e a excitatriz. O regulador de velocidade controla a velocidade da turbina de maneira a fornecer a potência mecânica adequada para o eixo do gerador. O controlador faz isso por meio do controle adequado da passagem do fluxo de água pela turbina, controlando a sua velocidade. Já a excitatriz é responsável por controlar adequadamente a tensão de excitação do enrolamento de campo de forma que a tensão gerada acompanhe a excitação do campo. Essa excitação é responsável até mesmo por fornecer a potência reativa adequada para a máquina em cada situação. Posteriormente, quando o gerador for conectado ao sistema elétrico será necessário fazer um processo denominado sincronização. Como técnico de campo, você precisa cumprir as tarefas a seguir:

- Determinar os limites de potência para o controle adequado da turbina da máquina.
- Determinar os limites de potência de forma a não exceder a excitação da máquina.
- Determinar os requisitos necessários para conduzir o processo de sincronização do gerador com a rede.

Você estaria preparado para realizar essa tarefa? Onde é possível encontrar as informações necessárias para que os controladores sejam ajustados? Qual o passo a passo para a sincronização do gerador com a rede elétrica?

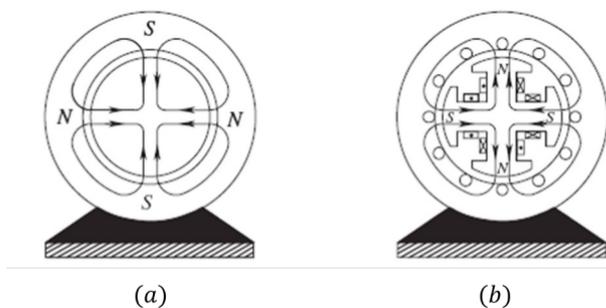
No decorrer da seção você conhecerá os elementos que lhe ajudarão a realizar essa tarefa com êxito. No entanto, será necessário que você se dedique ao conteúdo desta seção, realizando as atividades que forem propostas, resolvendo os exemplos e exercícios de fixação. Bons estudos!

Não pode faltar

A maior parte dos geradores que suprem a demanda de energia elétrica pelos centros consumidores são geradores centralizados, conectados ao sistema elétrico de potência e fornecendo potência de forma a garantir o balanço de potência em todo o sistema (MOHAN, 2016). No Brasil, a maior parte dos geradores empregam máquinas elétricas classificadas como máquinas síncronas.

A máquina síncrona é uma máquina rotativa que possui um enrolamento trifásico em seu estator e um rotor com um enrolamento que é excitado com corrente contínua de forma a criar um campo magnético estático (UMANS, 2014). Os rotores da máquina síncrona podem ser de polos salientes ou polos lisos. Os rotores de polos salientes se caracterizam por possuir um espaço variável nas faces polares nas quais os enrolamentos são construídos, enquanto as máquinas de polos lisos se caracterizam pela distribuição uniforme do enrolamento por toda a superfície do rotor, conforme podemos verificar na Figura 2.11 (MOHAN, 2016).

Figura 2.11 | Esquema da Máquina Síncrona (a) de polos lisos (b) de polos salientes



Fonte: Mohan (2016, [s.p.]).

Uma forma de identificar o rotor de polos salientes é pelo seu grande diâmetro e comprimento curto. Geralmente se apresenta como eixo vertical. Já as máquinas de polos lisos têm um rotor de pequeno diâmetro, grande comprimento e eixo na posição horizontal, de forma que as bobinas no rotor são distribuídas uniformemente. As máquinas primárias do gerador síncrono fornecem potência ao eixo da máquina. Em máquinas de polos salientes as

turbinas são de alta inércia, como as turbinas hidráulicas. Elas são caracterizadas por uma baixa velocidade, possuindo muitos polos para a frequência de 60 Hz da rede na qual o gerador deve ser conectado (UMANS, 2014).

Geradores de polos lisos são normalmente empregados em usinas termo-elétricas onde as fontes primárias de energia são as turbinas a vapor ou a gás, caracterizadas por uma baixa inércia rotacional (velocidade muito alta) de forma que o rotor apresenta poucos polos.

Ao ser acionado por uma máquina primária, a velocidade de rotação do gerador deve ser mantida constante, sendo que a relação entre a frequência da tensão gerada e a velocidade de rotação se relaciona com o número de polos da máquina, como mostra a equação de f_s . Essa relação evidencia que, a fim de ter um gerador com a frequência padrão da rede elétrica, que no caso do Brasil é 60 Hz, máquinas de turbinas com baixa inércia rotacional necessitam de um número menor de polos que as máquinas com turbinas de alta inércia (UMANS, 2014).

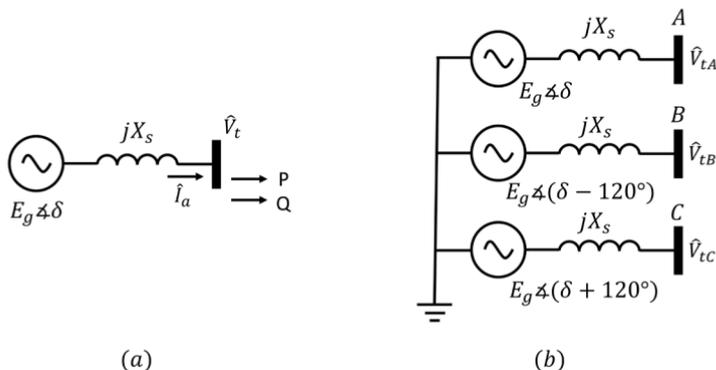
$$f_s = \frac{n_s \times P}{120}$$

Para o estudo da máquina síncrona em regime permanente, precisamos de um modelo para o circuito equivalente. Na análise de sistemas elétricos de potência, em especial quando se tratam de estudos de fluxo de carga, o modelo do gerador utilizado toma como base em uma máquina de **polos lisos**. Isso por que esse circuito permite uma análise adequada das características de performance da máquina em regime permanente. O modelo dessa máquina é mostrado na Figura 2.12 (a) para sistemas equilibrados, nos quais utiliza-se o modelo unifilar de sequência positiva. Esse modelo é caracterizado por um gerador em série com uma impedância, que na realidade é caracterizada totalmente pela reatância síncrona da máquina. Em sistemas elétricos desequilibrados, como os sistemas de distribuição, normalmente são utilizados modelos trifásicos da máquina, em que três geradores são conectados em estrela aterrada, sendo que as tensões de cada um dos geradores possuem mesma magnitude e estão defasadas de 120 graus. Esse modelo é mostrado na Figura 2.12(b), em que também podem ser visualizadas as reatâncias série as quais podem ser representadas por uma matriz trifásica de impedâncias, na qual na diagonal principal se encontram os valores das reatâncias série, e os elementos fora da diagonal são as impedâncias mutuas entre fases (MONTICELLI, 2011).

No nosso estudo, utilizaremos prioritariamente o modelo da Figura 2.12 (a), não somente por ser mais simples mas também porque, sendo o gerador síncrono uma máquina que gera tensões equilibradas, a utilização do modelo

unifilar de sequência positiva é o bastante para a análise de sistemas equilibrados, que é o foco desta unidade.

Figura 2.12 | Circuito representativo do gerador síncrono (a) modelo unifilar; (b) modelo trifásico



Fonte: elaborada pelo autor.

Um ponto importante é que quando o gerador de uma usina é conectado ao sistema elétrico, alguns cuidados devem ser tomados. No ponto comum de conexão, o gerador deve ter a mesma característica quanto à tensão, sequência de fase e frequência do lado da rede que ele será conectado. Em outras palavras o comportamento do gerador deve ser um espelho do comportamento da rede (MONTICELLI, 2011).



Assimile

No processo de sincronização do gerador com o sistema elétrico que ele será conectado, deve-se atender, basicamente, três requisitos no ponto comum de conexão (PCC) entre o gerador e a rede elétrica:

1. Mesmo nível de tensão.
2. Mesma sequência de fase.
3. Mesma frequência elétrica.

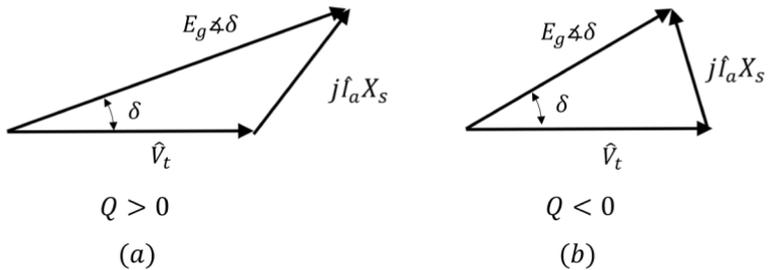
O não atendimento de um desses requisitos pode levar o gerador à instabilidade e pode ocasionar faltas severas na rede elétrica.

Observando a Figura 2.12 (a), podemos perceber que é possível obter uma característica fasorial da máquina por meio da análise da malha de tensão, onde a tensão terminal (\hat{V}_t) é dada em função da reatância síncrona e da corrente de armadura, conforme a equação a seguir.

$$\hat{V}_t = E_g \angle \delta - jX_s \hat{I}_a$$

Na equação anterior e na Figura 2.12, a tensão gerada (E_g) é controlada por meio da excitação de campo da máquina. O diagrama fasorial determinado irá demonstrar se a máquina opera sobreexcitada ($|\hat{V}_t| < E_g$) ou subexcitada ($|\hat{V}_t| > E_g$). Em cada caso, o modo de excitação determina como será o fornecimento de potência reativa (Q) juntamente da potência ativa. Esses diagramas são mostrados na Figura 2.13 (UMANS, 2014).

Figura 2.13 | Diagramas fasoriais para o gerador síncrono (a) Sobreexcitada (b) Subexcitada



Fonte: elaborada pelo autor.



Refleta

No caso de $|\hat{V}_t| = E_g$, como seria formado o diagrama fasorial da máquina? como seria o fornecimento de potência reativa nesse caso?



Saiba mais

A excitação da máquina deve ser controlada no gerador síncrono juntamente do controle de velocidade da turbina. Para saber mais sobre o controle de excitação de campo, sugerimos a leitura das Seções 9.5 e 9.6 da referência a seguir:

MOHAN, N. **Sistemas elétricos de Potência – um curso introdutório**. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

Considerando tensão terminal da máquina (\hat{V}_t) como uma tensão de fase fixa, a potência complexa por fase da máquina é definida na seguinte equação:

$$S = P + jQ = \hat{V}_t \hat{I}_a^*$$

A corrente de armadura da máquina corresponde à corrente de saída da máquina, conforme mostrado na Figura 2.12 (a). O conjugado pode ser obtido analisando a equação da corrente, conforme segue:

$$\hat{I}_a^* = \left(\frac{\hat{E}_g - \hat{V}_t}{jX_s} \right)^* = \left(\frac{\hat{E}_g}{jX_s} \right)^* - \left(\frac{\hat{V}_t}{jX_s} \right)^* = \left(\frac{E_g \angle(-\delta + 90^\circ)}{X_s} \right) - \left(\frac{|\hat{V}_t| \angle(-\theta + 90^\circ)}{X_s} \right)$$

Para obter a equação da potência complexa (S) basta substituímos o valor da corrente na equação da potência. Assumindo a referência na tensão terminal, podemos então assumir que $\theta = 0^\circ$ e assim obtém-se a expressão da potência em função das tensões e da reatância.

$$S = \hat{V}_t \hat{I}_a^* = \frac{E_g V_t}{X_s} \angle(-\delta + 90^\circ) - \frac{V_t^2}{X_s} \angle 90^\circ$$

Posteriormente, desenvolvemos a equação separando as partes real e imaginária, as equações para a potência ativa, dada em Watts (W), e a potência reativa, dada em Volt-Ampere reativo (VAR), conforme seguintes equações:

$$P = \frac{E_g V_t}{X_s} \sin(\delta)$$

$$Q = \frac{E_g V_t}{X_s} \cos(\delta) - \frac{V_t^2}{X_s}$$



Exemplificando

Se um gerador síncrono conectado a um barramento infinito, com reatância síncrona de 0,8 pu, fornece 0,4 pu de potência ativa com um ângulo de carga de 10 graus, determine se essa máquina está subexcitada ou sobrecitada.

Resolução:

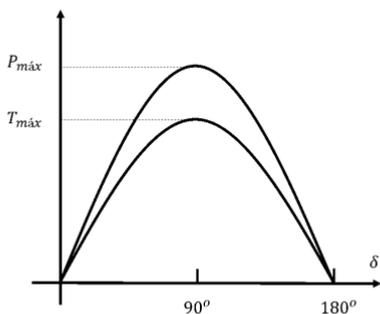
Podemos usar a equação diretamente:

$$P = \frac{E_g V_t}{X_s} \sin(\delta) \rightarrow 0,4 = \frac{E_g 1,0}{0,8} \sin(10^\circ) \rightarrow E_g = \frac{0,4 \times 0,8}{\sin(10^\circ)} = 1,84 \text{ pu}$$

Logo a máquina está sobrecitada.

A curva característica da potência de acordo com o ângulo de carga da máquina é mostrada na Figura 2.14. Observe que, pela característica dessa curva, existe uma potência máxima quando o ângulo de carga é igual a 90 graus e esse valor corresponde ao **limite de estabilidade estático** da máquina (MONTICELLI, 2011; UMANS, 2014).

Figura 2.14 | Característica de potência versus ângulo de carga da máquina síncrona

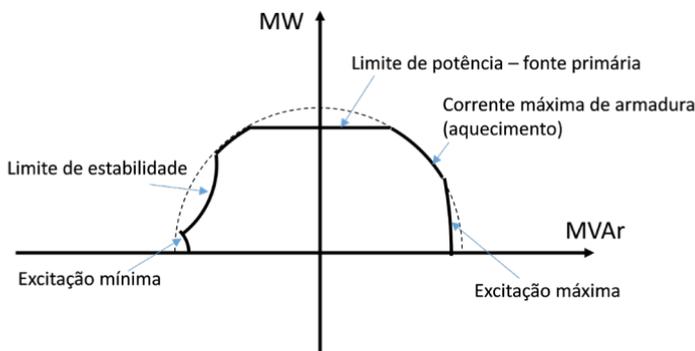


Fonte: elaborada pelo autor.

Com base na equação da potência ativa podemos também verificar que, se a tensão terminal é constante, então a potência pode ser controlada com a variação da tensão E_g , que por sua vez pode ser variada fazendo o ajuste adequado do campo de excitação da máquina. Assim, as variações de torque proveniente da fonte primária de potência no eixo podem ser contrabalançadas fazendo o adequado ajuste da corrente de campo para evitar a perda de sincronismo da máquina.

Além do limite de estabilidade estática, outros fatores influenciam na manutenção da estabilidade do gerador síncrono quando conectado a um sistema elétrico de potência. A curva de capacidade do gerador é uma fonte de dados importante para identificar qual o conjunto de máquinas que pode atender à uma demanda estabelecida pela carga presente no sistema. Esse tipo de curva define uma região de operação na qual a máquina opera de forma segura, determinando essa região no plano da potência complexa da máquina. Um exemplo dessa curva é mostrado na Figura 2.15, em que os limites operativos são determinados por circunferências desenhadas no plano de potência complexa.

Figura 2.15 | Traço das circunferências para determinação da curva de capacidade



Fonte: elaborada pelo autor.

Assim, a máquina síncrona não pode operar em qualquer um dos pontos do plano complexo de potências sem que os valores nominais se excedam.



Assimile

A região de operação da máquina está restrita a, basicamente, três fatores:

1. O aquecimento da armadura, determinada pela corrente de armadura.
2. O aquecimento do enrolamento de campo, determinado pela corrente de campo.
3. O limite de estabilidade em regime permanente.

Como podemos observar, a curva de capacidade do gerador síncrono define a região e os limites da potência no plano complexo de potências, com eixos P e jQ , sendo uma tensão terminal fixa. Pode-se observar, entretanto, que a operação como gerador corresponde à parte da curva em que a potência ativa é positiva.

Além da potência gerada, em estudos e análises do sistema elétrico de potência devemos também considerar as cargas. Essas são as que consomem a potência gerada nos geradores e transmitida pelas linhas de transmissão e distribuição. Assim, uma carga no sistema elétrico de potência pode corresponder a uma das seguintes definições (MOHAN, 2016):

- Um equipamento conectado ao SEP que consome energia.
- A energia total consumida por todos os equipamentos conectados ao SEP.
- Uma parte do sistema elétrico sem a representação total de seus equipamentos, de forma que essa parte pode ser tratada como se fosse um único elemento consumidor de potência.

Para tanto, também é importante abordarmos o modelo das cargas, sendo ele uma expressão que relaciona a potência (ativa e reativa) consumida pela carga. A forma mais comum de se modelar uma carga para estudos de fluxo de carga em sistemas de energia elétrica é na forma de potência constante. Nessa forma, assume-se os valores das potências ativa e reativa (P e Q) demandadas em cada uma das barras do sistema. Assim, ao se adotar uma convenção para a potência elétrica, o sinal da potência na convenção de carga deve ser o oposto da convenção do sinal adotado para as potências provenientes de geradores. Contudo, existem outros tipos de modelos de carga com os quais poderemos realizar os estudos, principalmente quando se trata de sistemas de distribuição de energia. São eles: modelo de impedância constante e modelo de corrente constante. Na sequência iremos discutir melhor cada uma delas.

Cargas de impedância constante: como o nome diz, a impedância permanece constante mesmo com variações que ocorrem na tensão da barra na qual a carga está conectada. Alguns exemplos desse tipo de carga são os

capacitores, equipamentos que utilizam resistência para aquecimento e lâmpadas incandescentes. O modelo expressa a variação de carga como sendo proporcional ao quadrado da tensão.

$$P = P_o \left(\frac{V_k(t)}{V_o} \right)^2$$

$$Q = Q_o \left(\frac{V_k(t)}{V_o} \right)^2$$

Cargas de corrente constante: este tipo de carga pode ser modelado conforme mostram as equações a seguir, em que a intensidade da corrente e a defasagem anular entre tensão e corrente ficam constantes, mas o valor da tensão varia. Assim, as variações são proporcionais à variação da tensão. Como exemplo desse tipo de cargas temos fornos a arco, lâmpadas fluorescentes e outros tipos de lâmpada como as de vapor de mercúrio.

$$P = P_o \left(\frac{V_k(t)}{V_o} \right)$$

$$Q = Q_o \left(\frac{V_k(t)}{V_o} \right)$$

Cargas de potência constante: modelo mais utilizado em simulações de fluxo de carga dos sistemas elétricos de potência, principalmente em sistemas de transmissão de energia. As potências ativas e reativas permanecem constantes independentemente das variações de tensão, como mostram as equações:

$$P = P_o$$

$$Q = Q_o$$

Além desses, outros modelos estáticos de carga são possíveis, tais como os modelos exponenciais. No entanto, o modelo exponencial não tem um significado físico. Um modelo que apresenta um significado físico, correspondendo a um agregado de cargas que combina os tipos de impedância constante, corrente constante e potência constante é o modelo ZIP, que pode ser representado pelas duas equações a seguir. Esse é o modelo mais conhecido para caracterizar o comportamento estático de cargas, largamente empregado em estudos de fluxo de potência e de estabilidade de tensão. As equações os coeficientes a, b e c determinam a porcentagem de cada um dos tipos de carga para a modelagem na barra.

$$P = P_o \left\{ a \left(\frac{V_k(t)}{V_o} \right)^2 + b \left(\frac{V_k(t)}{V_o} \right) + c \right\}$$

$$Q = Q_0 \left\{ a \left(\frac{V_k(t)}{V_0} \right)^2 + b \left(\frac{V_k(t)}{V_0} \right) + c \right\}$$

Além desses modelos estáticos podem ser também modeladas cargas dinâmicas que expressam as potências ativa e reativa no tempo de acordo com a dinâmica característica dessas cargas, como os motores elétricos.

Sem medo de errar

Vamos agora retomar a situação em que você trabalha como técnico de campo em um projeto de uma grande usina hidrelétrica que está em fase de comissionamento. Os geradores que serão instalados nessa usina deverão atender a alguns requisitos para se manterem estáveis. Na fase de comissionamento, alguns valores referentes ao gerador deverão ser ajustados nos seus devidos controladores: o regulador de velocidade e a excitatriz. Posteriormente, quando o gerador for conectado ao sistema elétrico será necessário fazer um processo denominado de sincronização. Como técnico de campo você precisa cumprir as tarefas a seguir:

- Determinar os limites de potência para o controle adequado da turbina da máquina.
- Determinar os limites de potência de forma a não exceder a excitação da máquina.
- Determinar os requisitos necessários para conduzir o processo de sincronização do gerador com a rede.

Para realizar essa tarefa, devemos inicialmente encontrar as informações do gerador na curva de capacidade da máquina. Nessa curva podem ser encontrados os limites de potência para excitação mínima e máxima, de forma que em cada caso é possível obter os valores de excitação mínimo e máximo. A região de operação da máquina está restrita a, basicamente, três fatores: O aquecimento da armadura, determinada pela corrente de armadura, o aquecimento do enrolamento de campo, determinado pela corrente de campo e o limite de estabilidade em regime permanente.

Para sincronizar o gerador com a rede alguns requisitos devem ser atendidos. Essa sincronização deve ser feita de forma a causar mínimo impacto possível na rede. Trata-se de um processo para que a máquina seja conectada à rede de forma segura. Esses requisitos são aplicados tanto a geradores centralizados quanto a geradores referente à geração distribuída.

No processo de sincronização do gerador com o sistema elétrico que ele será conectado, deve-se atender, basicamente, três requisitos no ponto comum de conexão (PCC) entre o gerador e a rede elétrica: mesmo nível de tensão, mesma sequência de fase e mesma frequência elétrica. Entre as principais técnicas utilizadas para fazer essa conexão existem três: a técnica manual, a técnica semiautomática e a técnica automática. Na primeira, a manual, o operador faz o controle de tensão e frequência, garantindo a mesma sequência de fases, e quando verifica que as condições estão atendidas faz o fechamento do disjuntor. No modo semiautomático, existe um automatismo para fazer o ajuste de tensão e frequência, mas o fechamento do disjuntor é manual. Já no modo totalmente automático, a sincronização não necessita da ação do operador.

O não atendimento de um desses requisitos pode levar o gerador à instabilidade e ocasionar perturbações na rede.

Avançando na prática

Estudo de um turbo-gerador conectado a um sistema elétrico de potência

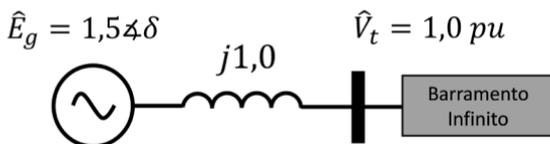
Descrição da situação-problema

Imagine que você está trabalhando em uma usina termoeletrica. Nessa usina existe um turbo-gerador que está conectado à rede por meio de um barramento infinito. Um barramento infinito consiste em um barramento cuja tensão de operação é fixa e não sofre alterações de tensão em decorrência da conexão de uma carga ou um gerador. Esse turbo-gerador é do tipo de polos lisos, e a tensão na barra infinita corresponde à barra de tensão terminal do gerador, podendo ser assumida como igual a 1 pu. Inicialmente, o gerador opera sobrecarregado, com tensão de excitação 50% acima do valor nominal. O barramento infinito demanda do gerador uma potência ativa de 25% da potência de base do sistema. A reatância síncrona desse gerador é de 1 pu. Nessas condições, os operadores precisam identificar se a máquina está ou não próxima de atingir o ângulo de carga de 90 graus levando a máquina à instabilidade. Como você faria para identificar o valor do ângulo de carga? Caso a máquina esteja em uma operação segura, qual seria o menor valor de excitação que a máquina poderia operar, de forma a não levar a máquina à instabilidade?

Resolução da situação-problema

O diagrama que representa a situação descrita é conforme mostra a figura.

Figura 2.16 | Gerador conectado a um barramento infinito



Fonte: elaborada pelo autor.

O gerador está conectado a um barramento infinito e fornece um valor de potência ativa de 0,25 pu (25% da potência de base do sistema). Podemos utilizar a equação que relaciona a potência ativa da máquina com o ângulo de carga, conforme a seguir:

$$P_g = \frac{E_g V_t}{X_s} \text{sen}(\delta)$$

Como podemos assumir a tensão do barramento infinito igual à 1,0 pu, então teremos que $V_t = 1,0 \text{ pu}$. Além disso, temos também que a excitação da máquina é de 1,5 pu, portanto, o mesmo valor pode ser utilizado para E_g . Assim, podemos fazer:

$$0,25 = \frac{1,5 \times 1}{1} \text{sen}(\delta) \rightarrow \text{sen}(\delta) = \frac{0,25}{1,5} = 0,1666... \simeq 0,17$$

Logo o valor do ângulo de carga será: $\delta = \text{sen}^{-1}(0,17) = 9,6^\circ$

Assim, como pudemos perceber, a máquina está em uma situação segura, pois o ângulo de operação está bem abaixo do ângulo limite.

Em caso de operação limite, teríamos o ângulo igual à 90 graus, e fornecendo 0,25 pu de potência ativa deveríamos ter um valor de excitação menor, conforme podemos calcular a seguir:

$$0,25 = \frac{E_g \times 1}{1} \text{sen}(90^\circ) \rightarrow 0,25 = \frac{E_g \times 1}{1} \rightarrow E_g = 0,25 \text{ pu}$$

Verifica-se que esse valor de excitação é muito baixo, a máquina estará subexcitada e consequentemente absorvendo a potência reativa da rede. O valor corresponde ao valor de excitação mínima para que a máquina não perca estabilidade em regime permanente.

Faça valer a pena

1. Um dos principais geradores utilizados em sistemas elétricos de potência são os geradores síncronos. Esses geradores são capazes de produzir uma tensão com uma frequência fixa, sendo necessário para isso ajustar a excitação da máquina e a velocidade de rotação adequadamente.

Assinale a alternativa que contém o nome do elemento que controla a excitação e a localização dele na máquina.

- a) Regulador de sobretensão, rotor.
- b) Regulação de sobretensão, estator.
- c) Excitatriz, rotor.
- d) Excitatriz, estator.
- e) Regulador de velocidade, rotor.

2. Uma das questões cruciais na operação de geradores síncronos conectados à rede elétrica é com relação à sua estabilidade. Dessa forma, sabe-se que um gerador síncrono é capaz de fornecer potência elétrica até um valor máximo. Considere um gerador que tem reatância síncrona de 0,8 pu e está conectado a um barramento infinito.

Se a excitação da máquina está ajustada em 20% acima do valor nominal, qual deve ser o valor da potência ativa máxima entregue pela máquina, em pu?

- a) 1,2 pu.
- b) 1,3 pu.
- c) 1,4 pu.
- d) 1,5 pu.
- e) 1,6 pu.

3. Um modelo que apresenta um significado físico, correspondendo a um agregado de cargas que combina os tipos de impedância constante, corrente constante e potência constante é o modelo ZIP, largamente empregado em estudos de fluxo de potência e de estabilidade de tensão. Considere que a tensão em uma determinada barra está 0,1 pu abaixo do valor nominal em uma barra que contém 30% de cargas de impedância constante, 40% de cargas de corrente constante e 30% de cargas de potência constante.

Se, a potência ativa para a tensão nominal é de 0,8 pu, na situação descrita qual será o valor da potência ativa em pu?

- a) 0,6544.
- b) 0,7224.
- c) 0,8345.
- d) 0,9334.
- e) 0,2334.

Introdução ao fluxo de potência

Diálogo aberto

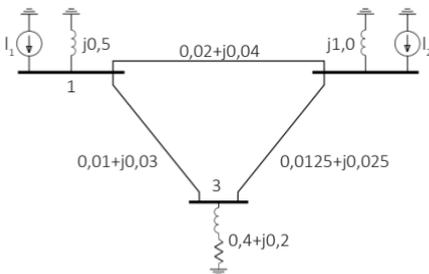
Caro aluno, após compreender como modelar os elementos presentes no sistema elétrico de potência, poderemos dar prosseguimento aos nossos estudos e partir para a formulação básica e solução de problemas de fluxos de carga. Esse conhecimento é fundamental para a análise do sistema elétrico e você deve ser capaz de aplicar métodos eficientes para isso.

Basicamente a solução do problema de fluxo de carga consiste em determinar o estado de operação da rede (tensões nas barras e fluxos de potência nos ramos) para uma dada condição de demanda na rede elétrica. Isso requer que as teorias de circuitos sejam aplicadas, como descrever as equações nodais e de malhas e resolução do sistema. Veremos que, devido aos objetivos do algoritmo de fluxo de carga, a implementação dessa ferramenta requer que métodos numéricos iterativos sejam utilizados.

Para tanto, vamos voltar a imaginar que você trabalha em uma empresa de transmissão de energia elétrica e está responsável pelo departamento de operação dos sistemas. Entre suas tarefas está a elaboração de relatórios que determinem e/ou analisem tensões nas barras, fluxos de potência pelas linhas, soluções para fluxo de carga e outras grandezas de interesse.

Além disso, você recebeu uma rede de 3 barras para a qual deve realizar uma análise para obter as condições operativas do sistema. O sistema elétrico em questão é dado pelo Figura 2.17. Esse sistema se trata de uma rede em anel e é composto por três barras das quais uma se conecta a uma carga caracterizada por uma impedância fixa (barra 3), enquanto as outras duas barras são conectadas a equivalentes externos. Esses equivalentes externos são modelados pelo equivalente Norton dos sistemas conectados a cada uma das barras (uma fonte de corrente fixa em paralelo com uma reatância).

Figura 2.17 | Sistema elétrico para a análise



Fonte: elaborada pelo autor.

As duas fontes de corrente injetam correntes $1,38 + j2,72$ pu na barra 1 e $0,69 + j1,36$ pu. na barra 2.

Seu supervisor está interessado nos resultados inerentes a barra 3, nesse caso, você deve apresentar a ele um relatório técnico com a análise,

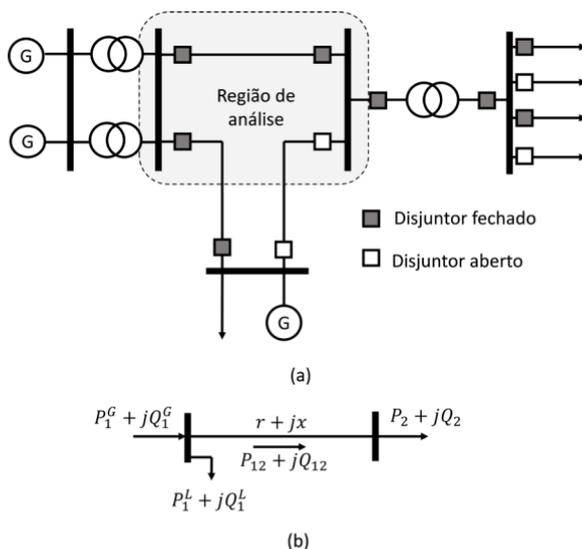
contendo a corrente por meio da carga conectada na barra 3 e a potência consumida nessa barra. Como você realizaria essa tarefa?

Para solucionar esse problema, você irá estudar nessa seção maneiras de como fazer a formulação básica do problema de fluxo de carga e também quais os possíveis métodos de solução. No entanto, será necessário muito empenho, pois trata-se de uma etapa crucial para o perfeito entendimento dessa ferramenta. Desejo um ótimo trabalho!

Não pode faltar

A análise de um sistema elétrico de potência nem sempre ocorre com um sistema completo. Pode ser requerido que seja analisada somente uma parte do sistema, por exemplo, apenas uma linha de transmissão, ou a parcela de um sistema com algumas barras. Uma vez que essa parte do sistema sob análise não irá operar sozinha, é importante que se saiba quais exatamente as informações da parte do sistema a ser analisado (parâmetros de linhas de transmissão, transformadores, estados de chave, geradores, etc.) e qual o comportamento da parte da rede externa à região a ser analisada. A Figura 2.18 a seguir ilustra o que queremos dizer. Na Figura 2.18 (a) é mostrado todo o sistema considerado. No entanto, a região de análise pode ser limitada e modelada para análise como mostra a Figura 2.18 (b)

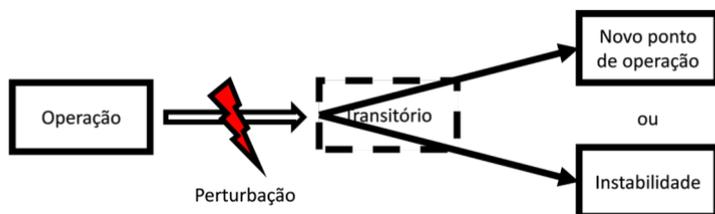
Figura 2.18 | Modelagem de parte de um sistema elétrico para análise (a) Sistema completo (b) modelagem para análise



Fonte: elaborado pelo autor.

Com esse conhecimento e o modelo dos componentes do sistema elétrico de potência que vimos nas últimas seções, iremos conhecer os fundamentos de como analisar os sistemas elétricos de potência. Essa análise consiste basicamente em resolver o problema de fluxo de potência (ou fluxo de carga) da rede, ou seja, obter as condições de operação da rede tais como tensões nas barras e fluxos de potência nos ramos, em função da topologia da rede e da demanda e geração de potência elétrica. Faremos a análise sempre em regime permanente, ou seja, quando os estados das chaves, carga e geração forem bem definidos de forma que não existam oscilações ou perturbações que afetem o resultado final. Entretanto, sabemos que os sistemas elétricos são sistemas dinâmicos, ou seja, as variações em parâmetros da rede podem conduzir a variações de outras grandezas, levando a períodos transitórios que precedem uma nova condição de operação. No entanto, uma vez que os novos valores das grandezas da rede se estabilizam, o fluxo de carga deve conseguir processar as informações para saber se o sistema entrará em um novo ponto de operação em equilíbrio após o transitório, ou, de outra forma, entrará em instabilidade. Esse conceito está ilustrado na Figura 2.19:

Figura 2.19 | Passagem de um ponto de perturbação para outro após uma perturbação



Fonte: elaborada pelo autor.

Assim, nos concentraremos apenas na análise estática da rede, que desconsidera o período transitório. Para isso, faremos uso de equações algébricas e de análise de circuitos, podendo ou não utilizar métodos numéricos. As equações algébricas poderão ser do tipo linear ou não linear. Basicamente, para resolver o problema do fluxo de potência adotamos os seguintes passos:

1. Modelamento dos componentes da rede.
2. Obtenção do sistema de equações (ou inequações) algébricas.
3. Escolha do método de solução.
4. Obtenção do estado de operação em regime permanente.



Assimile

No fluxo de potência fazemos a **modelagem estática** dos componentes e a **análise estática** da rede. Por modelagem estática, entende-se que

a rede é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas. Por análise estática, entende-se que o estado de operação da rede é obtido em regime permanente, ou seja, o comportamento dinâmico do período transitório não é considerado.

O fluxo de potência é utilizado tanto na operação quanto no planejamento de redes elétricas. Na operação de sistemas de transmissão, quando é feita a análise de segurança, várias simulações de fluxo de potência são realizadas de forma a obter o estado da rede após as contingências. Assim, caso violações nos limites de operação da rede sejam detectados, ações de correção ou prevenção podem ser tomadas.

No âmbito de planejamento, as alterações de configuração da rede são basicamente obtidas com estudos de aumento de demanda realizadas utilizando a ferramenta de fluxo de carga.

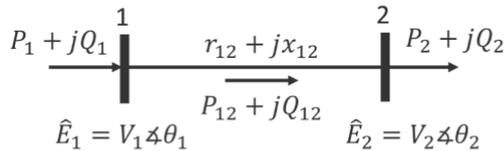
Iniciaremos fazendo um estudo de uma rede mais simples e, posteriormente, veremos como estender a análise para sistemas mais complexos.



Exemplificando

Considere o modelo da rede radial a seguir, formada por uma linha de transmissão e uma carga na barra 2, conforme mostra a Figura 2.20.

Figura 2.20 | Sistema de 2 barras



Fonte: elaborada pelo autor.

Sabendo que:

$P_2 = 1,0$ pu $Q_2 = 0$ pu $V_1 = 1,0112$ pu $r_{12} = 0,01$ pu $x_{12} = 0,05$ pu
 Determine a potência necessária na barra 1 para que o balanço de potência ocorra e a tensão na barra 2 para o atendimento dessa carga.

Resolução:

A Tensão na barra 1 pode ser fornecida, por exemplo, por um transformador elevador na subestação de uma usina, mantida constante por meio de um complexo sistema de controle.

As Leis de tensão de Kirchhoff para analisar esse sistema. Assim, deveremos ter que:

$$\hat{E}_1 = \hat{E}_2 + (r_{12} + jx_{12})\hat{I}_{12} = \hat{E}_2 + (r_{12} + jx_{12})\hat{I}_2 = \hat{E}_2 + (r_{12} + jx_{12})\left(\frac{S_2}{\hat{E}_2}\right)^*$$

Devemos multiplicar ambos os lados da equação acima por $\left(\hat{E}_2\right)^*$, e então:

$$\hat{E}_2^* \hat{E}_1 = \left(\hat{E}_2\right)^2 + (r_{12} + jx_{12})S_2^* \rightarrow \hat{E}_2^* \hat{E}_1 = (V_2)^2 + (r_{12} + jx_{12})(P_2 - jQ_2)$$

Considerando a tensão na barra 1 como referência, temos:

$$V_1 V_2 \angle -\theta_2 = (V_2)^2 + (r_{12} + jx_{12})(P_2 - jQ_2)$$

Podemos separar as partes real e imaginária de ambos os lados da igualdade, sendo:

$$V_1 V_2 \cos \theta_2 = (V_2)^2 + r_{12} P_2 + Q_2 x_{12}$$

$$V_1 V_2 \text{sen} \theta_2 = r_{12} Q_2 - x_{12} P_2$$

Note que as duas equações formam um sistema de equações com duas variáveis (V_2 e θ_2). Para resolver esse sistema, podemos elevar as duas equações ao quadrado, de forma que a soma delas irá eliminar os senos e cossenos e obtemos uma equação apenas em função de V_2 :

$$(V_1 V_2 \cos \theta_2)^2 + (V_1 V_2 \text{sen} \theta_2)^2 = \left((V_2)^2 + r_{12} P_2 + Q_2 x_{12}\right)^2 + (r_{12} Q_2 - x_{12} P_2)^2$$

Desenvolvendo o resultado em:

$$V_2^4 + V_2^2 [2(r_{12} P_2 + x_{12} Q_2) - V_1^2] + [(r_{12} Q_2 - x_{12} P_2)^2 + (r_{12} P_2 + x_{12} Q_2)^2] = 0$$

Substituindo os valores, temos:

$$V_2^4 + V_2^2 [2(0,01 \times 1) - 1,0112^2] + [(-0,05)^2 + (0,01)^2] = 0$$

$$V_2^4 - 1,0025 V_2^2 + 0,0026 = 0$$

Notamos que temos uma equação de segundo grau se fizermos a seguinte substituição: $V_2^2 = y$. Então, teremos:

$$y^2 - 1,0025 y + 0,0026 = 0$$

Resolvendo a equação de segundo grau temos as soluções $V_2 = \pm \sqrt{y}$. Como obteremos dois valores de y , temos o seguinte conjunto de soluções para V_2 :

$$V_2 = \{-1; -0,05; 0,05; 1\}$$

Do qual obtemos que a resposta esperada deve ser a mais próxima da tensão nominal, ou seja, $V_2 = 1,0$ pu. Assim podemos utilizar uma das equações com seno ou cosseno para descobrir o ângulo:

$$V_1 V_2 \text{sen} \theta_2 = r_{12} Q_2 - x_{12} P_2 \rightarrow \text{sen} \theta_2 = \frac{r_{12} Q_2 - x_{12} P_2}{V_1 V_2}$$

$$\theta_2 = \text{sen}^{-1} \left(\frac{r_{12} Q_2 - x_{12} P_2}{V_1 V_2} \right) = \text{sen}^{-1} \left(\frac{-0,05}{1,0112} \right) = 2,8^\circ$$

A corrente na barra 1 será:

$$\hat{I}_1 = \hat{I}_2 = \left(\frac{P_2 + jQ_2}{\hat{E}_2} \right)^* = \left(\frac{1,0}{1,0 \angle 2,8^\circ} \right) = 1,0 \angle -2,8^\circ \text{ pu}$$

E a potência injetada na barra 1:

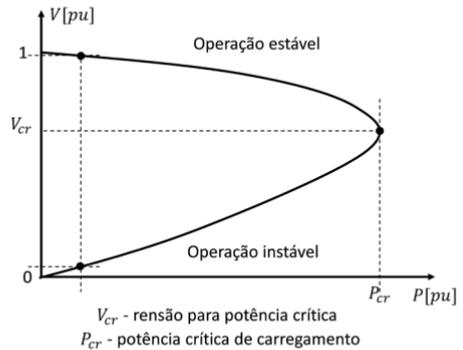
$$S_1 = \hat{E}_1 \hat{I}_1^* = 1,0 \angle 2,8^\circ = 1,01 + j0,05 \text{ pu}$$

Logo,

$$P_1 = 1,01 \text{ pu e } Q_1 = 0,05 \text{ pu .}$$

No exemplo resolvido, as soluções negativas obtidas para V_2 não têm significado para o problema da análise do sistema, então, podem ser desprezadas. Para as soluções positivas, vamos supor que a potência ativa da carga na barra 2 seja variável e que a potência reativa seja nula, poderemos construir o seguinte diagrama baseado na equação obtida no exemplo:

Figura 2.21 | Curva $V \times P$ do sistema de 2 barras com $Q=0$



Fonte: elaborada pelo autor.

Na curva, podemos ver duas regiões, uma estável e uma instável. Na região estável, os pontos representam o comportamento da rede como o esperado fisicamente. Por exemplo, se a potência da barra 2 aumentar além do caso base, circulará mais corrente pelo circuito e, dessa forma, a queda de tensão na linha aumenta, levando a uma menor tensão na barra 2. Na região instável, o comportamento não é compatível com o esperado fisicamente.



Refleta

Como seria essa análise se a potência reativa fosse diferente de zero? Você é capaz de traçar a curva $V_2 \times P_2$ para $Q_2 \neq 0$?

Essa análise inicial que fizemos retrata características importantes quando, por exemplo, desejamos estudar o fluxo de potência em uma linha de transmissão (análise de 2 barras). Entretanto, quando se tratam de redes maiores, a análise algébrica começa a ficar difícil de ser realizada analiticamente, de forma que será necessário recorrer a métodos numéricos de resolução. Antes, porém, é necessário desenvolver todo o modelo matemático do sistema. Para iniciar o desenvolvimento do modelo matemático que descrever a rede é necessário determinar a matriz de admitância nodal da rede (Y_{bus}). Essa matriz constitui uma matriz quadrada cuja ordem é igual ao número de barras do sistema (tratando-se de um sistema de transmissão em que a análise é feita considerando o modelo monofásico da rede). Ou seja, se o sistema tem N barras, então, a matriz de admitâncias terá dimensão $N \times N$, sendo composta pelas admitâncias equivalentes em cada um das posições. A formulação dessa matriz é feita da seguinte maneira:

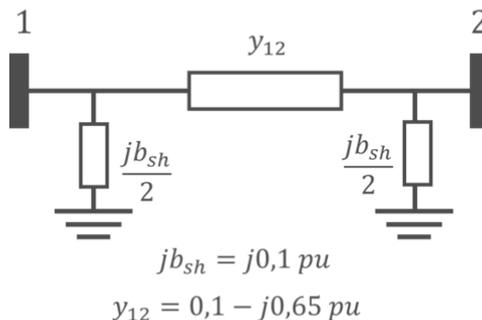
1. A admitância da impedância conectada entre um nó k e a referência (impedância shunt) é considerada no elemento principal da matriz (k, k);
2. A admitância da impedância conectada entre os nós k e m são acrescentados no elemento principal dessas barras (m, m) e (k, k) e o negativo dessas admitâncias compõe os elementos (m, k) e (k, m).



Exemplificando

Seja a linha de transmissão no modelo π dada na figura abaixo, determine a matriz de admitância nodal.

Figura 2.22 | Linha de transmissão com parâmetros shunt



Fonte: elaborada pelo autor.

Resolução:

Montando a matriz de admitâncias do sistema formado pelas duas barras, teremos:

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} y_{12} + \frac{j b_{sh}}{2} & -y_{12} \\ -y_{12} & y_{12} + \frac{j b_{sh}}{2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,1 - j0,65 + j0,05 & -0,1 + j0,65 \\ -0,1 + j0,65 & 0,1 - j0,65 + j0,05 \end{bmatrix}$$

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} 0,1 - j0,60 & -0,1 + j0,65 \\ -0,1 + j0,65 & 0,1 - j0,60 \end{bmatrix}$$

Podemos separar a matriz de admitâncias nas matrizes de condutância e susceptância. Assim:

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} 0,1 & -0,1 \\ -0,1 & 0,1 \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} -0,60 & 0,65 \\ 0,65 & -0,60 \end{bmatrix} = G + jB$$

Assim, podemos equacionar as correntes em função da matriz de admitância nodal conforme mostrado na equação a seguir, onde, sendo k e m as barras do sistema, teremos as admitâncias formadas pelos elementos de condutância (G_{km}) e susceptâncias (B_{km}), ou ainda $Y_{km} = G_{km} + jB_{km}$

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1 \\ \hat{I}_2 \\ \vdots \\ \hat{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{V}_1 \\ \hat{V}_2 \\ \vdots \\ \hat{V}_n \end{bmatrix} \Rightarrow [\hat{I}] = [Y_{bus}] [\hat{V}] \Rightarrow [\hat{I}] = [G + jB] [\hat{V}]$$

É importante lembrar que quando as admitâncias, condutâncias e susceptâncias estiverem apresentadas em letras minúsculas (y_{km} , g_{km} e b_{km}) estamos falando dos valores das linhas, e quando as admitâncias, condutâncias e susceptâncias estiverem em letras maiúsculas (Y_{km} , G_{km} e B_{km}) estamos nos referindo aos elementos da matriz de admitância.

No problema de fluxo de carga, na prática são especificadas as injeções de potência (P e Q) e não as correntes. Assim, partindo da formulação da equação nodal das correntes, para uma determinada barra k, sendo κ o conjunto de barras conectadas a k, temos a equação da corrente conforme segue:

$$\hat{I}_k = Y_{k1} \hat{E}_1 + Y_{k2} \hat{E}_2 + \dots + Y_{kN} \hat{E}_N = Y_{kk} \hat{E}_k + \sum_{m \in \kappa} Y_{km} \hat{E}_m$$

Ainda conseguimos calcular a injeção de potência nessa barra fazendo:

$$S_k = P_k + jQ_k = \hat{E}_1 \hat{I}_k^* = \hat{E}_1 \left(Y_{kk} \hat{E}_k + \sum_{m \in K} Y_{km} \hat{E}_m \right)$$

Desenvolvendo essa equação, tem-se as equações para a potência ativa e reativa:

$$P_k = V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km})$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km})$$

Em caso de sistemas com um grande número de barras, o modelamento da rede por meio da matriz de admitâncias e das equações nodais de corrente e potência são preferencialmente utilizadas. No entanto, a solução das equações simultâneas de fluxo de potência exige o uso de técnicas iterativas até mesmo para os sistemas de energia mais simples. Essas técnicas iterativas consistem em métodos numéricos de solução que foram desenvolvidos ao longo do tempo para solucionar o problema de fluxo de carga. Para cada aplicação existem os métodos mais apropriados. Os fatores considerados na escolha são, por exemplo, a precisão da solução, se existem controles de limites ou não, se a simulação é on-line ou off-line, se tratam-se de casos simples ou casos múltiplos, entre outros.

Além disso, os algoritmos e métodos de solução mais utilizados consideram a velocidade do método, principalmente em redes de grande dimensão, mas também em aplicações de tempo real ou casos de simulações de múltiplos cenários; o espaço de memória utilizado; a confiabilidade do método frente a problemas mal condicionados, em tempo real, ou em simulações de casos de contingência; a habilidade para incorporar características especiais, como o controle de limites, representação de equipamentos, geração distribuída, entre outros; e também a facilidade para manutenção e promoção de melhorias no algoritmo.

Quando modelamos um sistema elétrico de potência precisamos atentar para a característica das barras. Normalmente, há quatro grandezas básicas relacionadas a cada barra da rede: o módulo de tensão, o ângulo e as potências, ativa e reativa, injetadas na barra. Conforme mostra o quadro a seguir, dependendo da informação conhecida dá-se uma classificação diferente para a barra. No entanto, para ser devidamente analisado, um sistema deve sempre possuir uma referência de tensão, ou seja, uma barra adotada como referência na qual o módulo de tensão e o ângulo são conhecidos. A essa barra dá-se o nome de barra SLACK. Ela é responsável, ainda, pelo balanço de potência no sistema.

Tipo de barra	Valores conhecidos	Cálculo necessário
$V\theta$ ou slack	Magnitude de tensão e ângulo	Potência ativa e reativa
PV	Magnitude de tensão e potência ativa	Potência reativa e ângulo
PQ	Potência ativa e reativa	Tensão e ângulo

Fonte: elaborado pelo autor.

Existem ainda outras variações e tipos de barras, mas as apresentadas na tabela são as principais. A formulação básica do problema de fluxo de carga deve ocorrer independentemente da tipologia da rede e de como os dados são apresentados. A sequência de passo para sua definição consiste na determinação dos valores dos elementos passivos na rede, determinação dos valores complexos de cada carga, determinação das especificações e restrições do gerador de energia, descrição do modelo matemático que define o fluxo de energia na rede, e a resolução das equações.



Saiba mais

Conforme vimos, o método de solução do fluxo de carga depende de uma série de fatores. Existe um método numérico de solução que é amplamente utilizado na análise de sistemas de transmissão que é o Método de Newton-Raphson. Para saber mais sobre esse método, acesse as Seções 5.6, 5.7 e 5.8 do livro da referência a seguir:

MOHAN, N. **Sistemas elétricos de Potência – um curso introdutório**. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

Sem medo de errar

Você foi designado a resolver um sistema de responsabilidade de empresa de transmissão onde trabalha, em que seu supervisor está interessado nos resultados ocorridos na barra 3. Com base na Figura 2.17, que ilustra o sistema em questão, é possível calcular a matriz admitância e na sequência encontrar todas as correntes, potências ativas e reativas que fluem no sistema.

Como vimos, a matriz admitância (Y_{bus}) é uma matriz simétrica e quadrada de ordem n , onde n é o número de barras do sistema, nesse caso teremos uma matriz 3×3 , que é obtida obedecendo as equações a seguir:

$$Y_{kk} = \sum_{k=1}^{k=k} y_{km}$$

$$Y_{km} = Y_{mk} = -y_{km}$$

Dessa forma, a matriz admitância do sistema é:

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} 20 - j52 & -10 + j20 & -10 + j30 \\ -10 + j20 & 26 - j53 & -16 + j32 \\ -10 + j30 & -16 + j32 & 28 - j63 \end{bmatrix}$$

Para calcular a tensão nas barras segue-se as equações abaixo:

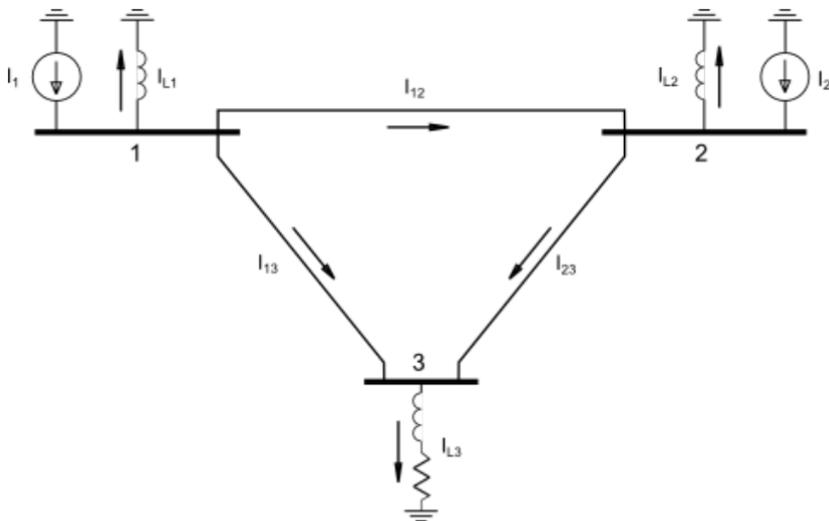
$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \rightarrow$$

$$\begin{bmatrix} 1,38 - j2,72 \\ 0,69 - j1,36 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 20 - j52 & -10 + j20 & -10 + j30 \\ -10 + j20 & 26 - j53 & -16 + j32 \\ -10 + j30 & -16 + j32 & 28 - j63 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,03 \angle 1,46^\circ \\ 1,02 \angle 0,99^\circ \\ 1,00 \angle -0,015^\circ \end{bmatrix}$$

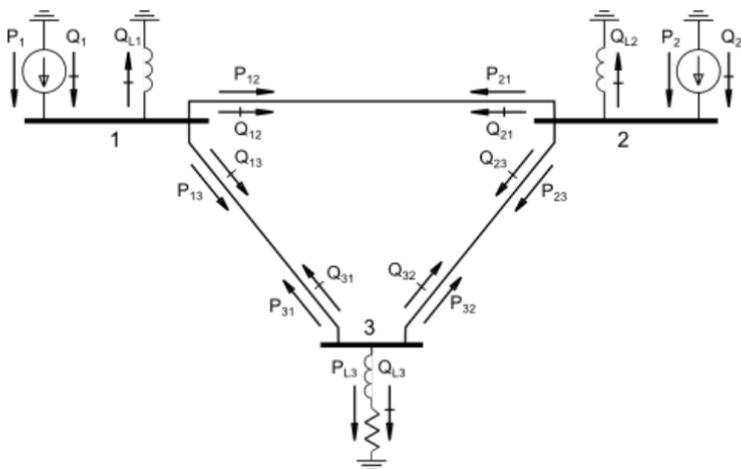
A partir desses dados, foi possível calcular todas as correntes, potências ativas e reativas que fluem no sistema. Nas Figuras 2.23 e 2.24 foram convenionados os nomes e sentidos das correntes e potências e nos Quadros 2.2 e 2.3 são apresentados os seus respectivos valores.

Figura 2.23 | Convenção de nomeação e sentido das correntes



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 2.24 | Convenção de nomeação e sentido das potências ativas e reativas



Fonte: Elaborado pelo autor.

Quadro 2.2 | Nomenclatura e valor das correntes em estudo

Elemento		Valor da Corrente
Cargas	I_{L1}	0,0524- j2,0578
	I_{L2}	0,0177- j1,0216
	I_{L3}	2,0000- j1,0006
Linhas	$I_{12} = -I_{21}$	0,2448- j0,0618
	$I_{13} = -I_{31}$	1,0828- j0,6004
	$I_{23} = -I_{32}$	0,9171- j0,4003

Fonte: elaborado pelo autor.

Quadro 2.3 | Nomenclatura e valor das potências em estudo

Elemento		Valor das Potências
Fontes	$S_1 = P_1 + jQ_1$	1,3486 + j2,8348
	$S_2 = P_2 + jQ_2$	0,6809 + j1,4015
	$S_3 = P_3 + jQ_3$	0
Cargas	$S_{L1} = P_{L1} + jQ_{L1}$	0 + j2,1187

Elemento		Valor das Potências
Cargas	$S_{L_2} = P_{L_2} + jQ_{L_2}$	0 + j1,0439
	$S_{L_3} = P_{L_3} + jQ_{L_3}$	2,0003 + j1,0002
Linhas	$S_{1_2} = P_{1_2} + jQ_{1_2}$	0,2490 + j0,0675
	$S_{1_3} = P_{1_3} + jQ_{1_3}$	1,0830 + j0,6001
	$S_{2_3} = P_{2_3} + jQ_{2_3}$	0,9173 + j0,4000
	$S_{2_1} = P_{2_1} + jQ_{2_1}$	-0,2502 - j0,0700
	$S_{3_1} = P_{3_1} + jQ_{3_1}$	-1,0984 - j0,6461
	$S_{3_2} = P_{3_2} + jQ_{3_2}$	-0,9298 - j0,4251
Perdas nas Linhas	$S_{P_{12}} = P_{P_{12}} + jQ_{P_{12}}$	0,0013 + j0,0025
	$S_{P_{13}} = P_{P_{13}} + jQ_{P_{13}}$	0,0153 + j0,0460
	$S_{P_{23}} = P_{P_{23}} + jQ_{P_{23}}$	0,0125 + j0,0250

Fonte: elaborado pelo autor.

No Quadro 2.2, a somatória das correntes das fontes é igual a somatória das correntes das cargas, conforme a lei das correntes de Kirchhoff. Já para o caso das potências, Quadro 2.3, a somatória das potências das fontes é igual a somatória das potências das cargas, juntamente das perdas de potência nas linhas entre as barras.

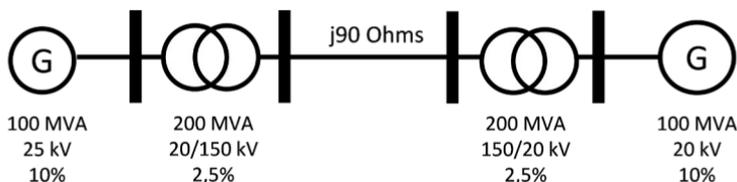
Mencione em seu relatório seus resultados e análises, comente sobre a tendência da potência ativa fluir da barra de maior ângulo de tensão para a barra de menor ângulo de tensão, bem como a potência reativa de fluir da barra de maior módulo de tensão para a barra de menor módulo de tensão. Ressaltando os valores das correntes e potências injetadas na barra 3, observe que se trata de um valor negativo, pelo fato da barra estar na condição de consumo em vez de geração. Também é importante destacar que as potências efetivas injetadas na barra 1 e barra 2 correspondem à soma da potência fornecida pela fonte, subtraindo a potência da carga da respectiva barra. Por exemplo, a potência injetada na barra 1 é igual a potência da fonte (1,3486+j2,8348), subtraindo a potência da carga (0+j0,2,1187), totalizando (1,3486+j0,7161).

Análise da capacidade térmica de uma linha de transmissão

Descrição da situação-problema

Imagine que a sua empresa foi contratada para analisar uma linha de transmissão de 90 Ohms conforme mostrado na Figura 2.24. Essa linha está conectada entre dois geradores que operam cada um em valor nominal de tensão. A linha tem uma capacidade térmica de 62,5 MW, ou seja, essa é a potência máxima que pode ser transportada pela linha de transmissão de forma que as perdas joule não comprometam o funcionamento da linha. Sua tarefa nessa análise é determinar qual é a máxima abertura angular entre os geradores de forma que não se exceda essa capacidade de transferência de potência da linha. Como você realizaria essa tarefa? Como você deve equacionar o sistema e quais as variáveis e envolvidas?

Figura 2.25 | Rede com dois geradores ligados por uma linha de transmissão



Fonte: elaborada pelo autor.

Resolução da situação-problema

Primeiramente, devemos obter um sistema equivalente pu para toda a rede compreendendo as impedâncias dos geradores, dos transformadores e da linha de transmissão. Inicialmente, podemos definir a potência de base do sistema como sendo 100 MVA, portanto, as impedâncias percentuais dos geradores permanecem as mesmas e as impedâncias em percentuais dos transformadores precisam passar por uma mudança de base, ou seja:

$$x_t^{pu,novo} = x_t^{pu} \frac{S_{base,sistema}}{S_{base,trafo}} = 0,025 \frac{100}{200} = \frac{0,025}{2} pu$$

Para a linha de transmissão temos que converter os valores de ohms para pu:

$$Z_{LT,base} = \frac{V_{LT,base}^2}{S_{LT,base}} = \frac{150^2}{100} = 225 \Omega \rightarrow z_{LT,pu} = \frac{90}{225} = 0,4 pu .$$

Basta, então, somarmos as impedâncias e teremos:

$$z_{eq} = 2 \times 0,1 + 2 \times \frac{0,025}{2} + 0,4 = 0,625 \text{ pu}$$

O valor da potência ativa máxima em pu que pode trafegar na linha será:

$$p_{\max} = \frac{62,5}{100} = 0,625 \text{ pu}$$

Logo podemos calcular a máxima abertura angular fazendo:

$$0,625 = \frac{V_{G1} V_{G2}}{z_{eq}} \text{sen} \delta \rightarrow 0,625 = \frac{1}{0,625} \text{sen} \delta \rightarrow \text{sen} \delta = 0,625^2 \approx 0,39$$

$$\delta = \text{sen}^{-1} 0,39 = 22,99^\circ$$

Logo, essa será a máxima abertura angular possível.

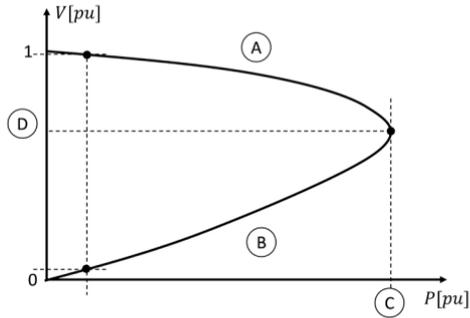
Faça valer a pena

1. Os sistemas elétricos de potência são sistemas dinâmicos. Isso significa que as variações em parâmetros da rede podem provocar variações ou alterações de outras grandezas, levando a períodos transitórios que precedem uma nova condição de operação.

Com relação à análise de sistemas de potência, assinale a alternativa correta.

- a) É sempre possível analisar o sistema elétrico de potência fazendo cálculos diretos.
- b) No fluxo de potência fazemos a modelagem estática dos componentes e a análise estática da rede.
- c) A matriz de admitâncias nodal considera a o valor das admitâncias conectadas entre as barras do sistema somente.
- d) A análise do fluxo de potência estático é importante para determinar as características transitórias da rede frente à perturbação.
- e) Os mesmos métodos de fluxo de carga utilizados para simular sistemas de transmissão podem ser usados para rodar fluxos de cargas em redes de distribuição.

2. Na análise de sistemas elétricos de potência são encontrados pontos estáveis e instáveis de operação, essas regiões podem ser determinadas fazendo a construção e análise das curvas PV (ou V x P), conforme mostra a figura a seguir:

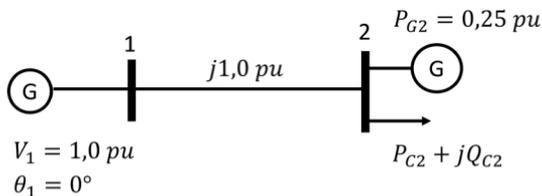


Fonte: elaborada pelo autor.

Assinale a alternativa que denota corretamente os itens indicados por A, B, C e D.

- a) A - Região estável, B - Região instável, C - Tensão crítica, D - Potência crítica.
- b) A - Região instável, B - Região estável, C - Tensão crítica, D - Potência crítica.
- c) A - Região instável, B - Região estável, C - Potência crítica, D - Tensão crítica.
- d) A - Região estável, B - Região instável, C - Potência crítica, D - Tensão crítica.
- e) A - Região instável, B - Região estável. C - Potência de operação, D - Tensão de operação.

3. Considere o sistema elétrico de potência dado na figura a seguir. Esse sistema é formado por dois geradores que injetam potência em uma linha de transmissão. A barra 2 atende uma carga e possui um gerador injetando 0,25 pu de potência ativa. A barra 1 é tomada como referência, e a barra 2 opera com uma tensão de 1 pu e um ângulo de -30 graus.



Fonte: elaborada pelo autor.

Com base nessas informações, a potência ativa e reativa na carga em pu são, respectivamente:

- a) -0,5 e -1,87.
- b) -1,87 e -0,5.
- c) -1,87 e -0,75.
- d) -0,75 e -1,87.
- e) -0,5 e -0,75.

Referências

MOHAN, N. **Sistemas elétricos de Potência – um curso introdutório**. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

MONTICELLI, A. GARCIA, A. **Introdução a sistemas de energia elétrica**. Campinas, SP: Editora Unicamp, 2011.

UMANS, S.D. **Máquinas elétricas de Fitzgerald e Kingsley**. 7. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 2014.

Unidade 3

Sistemas de transmissão em corrente contínua (HVDC)

Convite ao estudo

Com a modernização de vários setores da economia do nosso país, a demanda pelo uso de energia se torna crescente, o que, por sua vez, requer um sistema de transmissão que seja capaz de suportar os fluxos de energia sem que ocorra interrupção no fornecimento. Com o conseqüente aumento dos fluxos de energia, estes passam a atingir os limites de capacidade de transmissão das linhas de corrente alternada existentes. De outro lado, encontram-se as restrições socioeconômicas e ambientais para a construção de novas linhas de transmissão, o que agrava ainda mais o problema. Diante desse fato, o Brasil tem optado cada vez mais pelo aumento e diversificação das fontes de geração, buscando, assim, otimizar a área ocupada pelas linhas de transmissão com a garantia de uma maximização de sua capacidade.

Dessa forma, outras alternativas para aliviar as grandes quantidades de energia que passam pelos sistemas de transmissão são buscadas quando se faz o planejamento do sistema. Uma delas consiste no elo de transmissão em corrente contínua, que em algumas situações pode se apresentar mais vantajosa em relação aos convencionais sistemas de transmissão em corrente alternada.

Para compreender como os sistemas de transmissão em corrente contínua constituem em uma alternativa para a transmissão CA, dividiremos o estudo desta unidade em três seções. Na primeira, faremos um panorama geral da transmissão CC, abordando alguns aspectos técnicos e históricos, falando sobre os principais tipos de dispositivos utilizados nos conversores e comparando os sistemas de transmissão CC e CA. Na segunda seção, estudaremos os conversores aplicados a sistemas de transmissão CC com elo de corrente, o fluxo de potência nestes sistemas. Além disso, falaremos sobre os aspectos de controle e melhorias de sistemas com elo de corrente. Na terceira seção, estudaremos os conversores aplicados a sistemas de transmissão CC com elo de tensão e analisaremos alguns aspectos, como o diagrama de blocos, o diagrama fasorial e a modulação por largura de pulso do vetor espacial. Discutiremos, ainda, o uso do conceito do sistema de transmissão CC com elo de tensão em outras aplicações.

Este estudo certamente será um diferencial na sua formação. Bons estudos!

Introdução aos sistemas de transmissão em corrente contínua

Diálogo aberto

No Brasil, o planejamento dos sistemas de transmissão é feito em basicamente três etapas, sendo uma delas composta por estudos técnicos e econômicos, de que resulta uma elaboração das soluções possíveis de serem implementadas. A escolha dessas soluções é feita de forma a serem submetidas em leilões. Em seguida, realiza-se a etapa em que ocorrem os leilões abertos e públicos para que se escolham as empresas que assumirão a responsabilidade da construção da linha e a exploração do sistema. Após todo esse processo, finalmente chega-se à etapa de elaboração de projeto.

Assim, a primeira etapa de estudos é de extrema importância, pois por meio dela é que se poderá definir se a melhor opção técnica e econômica será viabilizada pelo projeto de uma linha de transmissão do tipo em corrente alternada ou, de outra forma, se os requisitos de projeto demonstrarão, no estudo de viabilidade, que a transmissão em corrente contínua (ou do inglês: *high voltage direct current* – HVDC) será a alternativa mais viável economicamente.

Para contextualizar o nosso estudo, imagine que você trabalhe em uma empresa de consultoria especializada em estudos para planejamento da transmissão. Está para ser aberto um processo licitatório para apresentação de soluções para conexão de dois sistemas em corrente alternada por meio de uma linha de transmissão. Sabe-se que a distância entre esses dois sistemas é superior a 700km e que a região a ser instalada a linha apresenta algumas complicações em relação a questões ambientais e de instabilidade. É importante ressaltar, ainda, que ela se encontra em uma área de alta radiointerferência. Como consultor, você deve propor as soluções possíveis para uma linha de transmissão que atenda a alguns requisitos técnicos e econômicos nesse projeto. Como você realizaria essa tarefa? Que tipo de transmissão seria melhor nesse caso: CC ou CA? Quais as aplicações possíveis?

Nesta seção, abordaremos um histórico para entender a aplicação dos sistemas de transmissão CC e falaremos das principais diferenças entre os sistemas de transmissão em corrente alternada e em corrente contínua; analisaremos as vantagens e desvantagens técnica, além das considerações econômicas e ambientais. Esta seção é fundamental para que possamos avançar no estudo dos sistemas HVDC com elo de corrente e elo de tensão, por isso sua dedicação é fundamental. Bons estudos!

Nós já estudamos que, em algumas situações, a transmissão em corrente alternada pode deixar de ser vantajosa frente aos sistemas de transmissão em corrente contínua. Uma dessas situações é o caso de transmissões de grandes blocos de potência por grandes distâncias. Além do natural aumento das capacitâncias da linha, o limite de estabilidade é comprometido devido ao aumento da reatância da linha. Para entender melhor esse conceito, vamos apresentar um breve exemplo.



Exemplificando

Considere o diagrama que representa uma linha de transmissão que conecta as barras 1 e 2, onde a referência angular está considerada na barra 1.

Figura 3.1 | Linha de transmissão conectando duas barras



Fonte: elaborada pelo autor.

Resolução:

Se a reatância da linha é 0,03 pu/km, analise a curva de potência por abertura angular da máquina quando esta linha é de 50km e quando ela é de 500km.

Para fazer esta análise, vamos considerar que a potência ativa que trafega pela linha pode ser dada pela equação a seguir:

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_{LT}} \sin(\delta)$$

A impedância da linha em pu para 50 Km será:

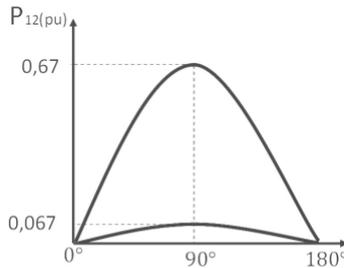
$$X_{LT} = 0,03 \times 50 = 1,5 \text{ pu}$$

Já para 500km a impedância aumenta.

$$X_{LT} = 0,03 \times 500 = 15 \text{ pu}$$

Vamos considerar que a magnitude das tensões permaneça em 1pu, então podemos utilizar a equação para traçar um gráfico de potência ativa em função do ângulo de abertura da tensão e como resultado teremos a Figura 3.2.

Figura 3.2 | Limite de transferência de potência da linha nas duas situações



Fonte: elaborada pelo autor.

Percebe-se que ocorre uma grande redução na capacidade de transferência de potência da linha.

Quando iniciamos os nossos estudos do sistema elétrico de potência, vimos que ele se iniciou com a modalidade de transmissão em corrente contínua. Foi com Thomas Edison em 1897 que tivemos o primeiro suprimento de eletricidade em baixa tensão utilizando corrente contínua (KIM *et al.*, 2009). Contudo, após a guerra das correntes, a transmissão em corrente alternada (CA) de Nikola Tesla se consolidou como a alternativa mais viável, visto que transmissão CC requeria que os pontos de geração se dessem muito próximo dos pontos de consumo de forma a minimizar as perdas de transmissão. Como sabemos, uma alternativa foi aumentar a tensão de transmissão, mas isso incorria em grandes custos o que contribuiu para o estabelecimento da corrente alternada como modalidade de transmissão de energia.

Esse entrave na elevação do nível de tensão CC para transmissão esteve por muito tempo relacionado aos custos, o que impossibilitou que essa tecnologia avançasse. Seria necessário fazer uso de grandes conversores de frequência mecânicos juntamente a um conjunto motor-gerador. Já o sistema CA de Nikola Tesla era mais flexível nesse sentido, pois o uso do transformador para elevação do nível de tensão se torna possível (lembre-se que, para o transformador funcionar adequadamente, é necessário haver variação de fluxo no tempo, o que não ocorre ao alimentá-lo com corrente contínua) Assim, a tecnologia CA permitiu a transmissão de energia elétrica em longas distâncias, possibilitando gerar energia onde fosse mais conveniente – não

necessariamente próximo do consumo –; elevar o nível de tensão e transmitir essa energia por longos caminhos até os pontos de utilização (SETRÉUS; BERTLING, 2008).

Isso funcionou como estado da arte até final do século XIX, pois a utilização de energia durante um tempo se resumia a alimentação de pequenas cargas e iluminação. No entanto, à medida que as pessoas começaram a utilizar mais a energia elétrica, a demanda por mais centros de geração e mais linhas de transmissão aumentava. Apesar de tanto a transmissão CA como CC andarem um pouco juntas no início, a tecnologia de transmissão CA, até do final do século XIX e começo do século XX, foi predominante, pois apresentava melhor desempenho e mais confiabilidade. No entanto, de um tempo recente para cá, a transmissão CA já não conseguia suprir a necessidade sem que os níveis de elevação da tensão no transporte fossem economicamente e tecnicamente mais viáveis em CA do que em CC para algumas distâncias.

Com a criação da válvula de mercúrio e a apresentação de um retificador fazendo dela (Retificador a vapor de mercúrio de Hewitt) em 1901, a dificuldade de conversão de níveis de tensão CC começa a ser superada, tornando possível a transmissão de potência CC por longas distâncias. A tecnologia das válvulas a arco de mercúrio evoluiu a partir do ano de 1930 e, em 1945, um primeiro sistema HVDC foi desenvolvido e implementado na cidade de Berlim, na Alemanha. Contudo, esse sistema não foi colocado efetivamente em operação por conta do fim da Segunda Guerra Mundial (SETRÉUS; BERTLING, 2008).

Foi somente em 1954 que o primeiro sistema de transmissão CC utilizando um conversor a arco de mercúrio foi colocado em operação comercial. Isso ocorreu para interligar a ilha de Gotland até a costa da Suécia. Posteriormente, em Sardenha, na Itália, uma linha CC também foi implementada em 1967. Na América do Norte em 1970 e 1973 ocorreu, respectivamente nos Estados Unidos e no Canadá, a implementação da tecnologia HVDC utilizando válvulas de arco de mercúrio para as linhas de transmissão de longa distância em Pacific Intertie - EUA e Nelson River - Canadá.

Ainda no Canadá, foi implementado, em 1972, o sistema HVDC – o primeiro sistema HVDC back-to-back assíncrono em El River, entre as províncias de Quebec e New Brunswick. Entretanto, esse sistema diferenciou-se dos demais por serem utilizadas válvulas de tiristores, o que marcou a introdução de uma nova tecnologia que veio a substituir as antigas válvulas a arco de mercúrio. Entre 1970 e 2000, a nova tecnologia HVDC passou a ser dominada pelos conversores comutados em linha, utilizando as válvulas de tiristores. Entretanto, com o desenvolvimento dos dispositivos semicondutores a partir

de 1990, como os IGBTs (*Insulated-gate bipolar transistor* ou transistores de junção bipolar com porta isolada) e os GTOs (*Gate turn-off thyristor*), uma nova tecnologia utilizando conversores de fonte de tensão surgiu tornando possível níveis de suportabilidade de tensão maiores.



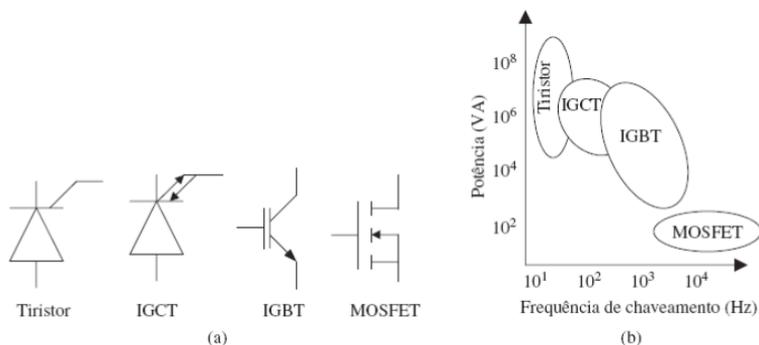
Assimile

Os conversores fonte de corrente baseados em comutação de linha são conhecidos na sigla em inglês por HVDC-CSC e são usados na maioria dos sistemas HVDC no mundo. Outra forma de nomear a tecnologia é pela sigla HVDC-LCC (*Line Commutated Converter*).

Já os sistemas que fazem uso de conversores fonte de tensão são conhecidos como HVDC-VSC, sendo VSC um acrônimo para *Voltage Source Converters*. O primeiro sistema HVDC-VSC foi comissionado em 1999 na ilha de Gotland, Suécia, com uma linha subterrânea de 50 MW.

Conforme vimos, o avanço dos sistemas HVDC foi viabilizado pelo crescimento da eletrônica de potência, em particular com o surgimento dos dispositivos semicondutores de potência Tiristor, IGCT IGBT e MOSFET, conforme ilustrado na Figura 3.3 (a). A capacidade de conduzir potência e a velocidade de chaveamento desses dispositivos são indicadas na Figura 3.3(b).

Figura 3.3 | Dispositivos semicondutores de potência –símbolos (a); potencia por frequência de chaveamento (b)

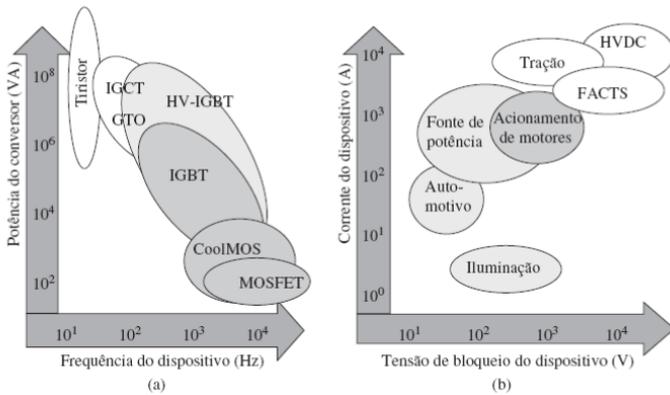


Fonte: Mohan (2014, p.101).

A principal característica dos dispositivos semicondutores é que eles são capazes de terem a sua condução controlada por algum mecanismo. Por exemplo, os diodos só conduzem corrente elétrica se polarizados de maneira

direta e bloqueiam a passagem de corrente se polarizados de maneira reversa. Já os tiristores bloqueiam tanto a tensão de polarização direta quanto a reversa. Para aplicações de alta potência também podem ser utilizados os tiristores controlados de porta integrada - *integrated gate controlled thyristors* (IGCT), que consistem em uma evolução dos GTOs. A condução dos tiristores pode ser de certa forma controlada fazendo com que eles entrem em condução no instante desejado. Existe atualmente disponível uma ampla faixa de valores nominais de corrente e tensão para os tiristores, sendo que sua aplicação deve ser específica para esses valores. Assim, a escolha do correto dispositivo semicondutor depende de sua potência e frequência para a aplicação, como mostra a Figura 3.4. Na Figura 3.4 (a) é mostrada a potência do conversor fazendo uso do dispositivo semicondutor, e a corrente para cada tipo de aplicação é mostrada na Figura 3.4 (b), mostrando também a tensão de bloqueio.

Figura 3.4 | Conversores e aplicações – potência do conversor versus frequência; corrente do dispositivo por tensão de bloqueio (b)

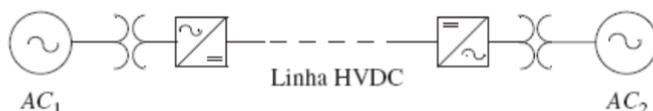


Fonte: Mohan (2014, p.102).

Assim, a aplicação do HVDC é destinada a transmitir grandes quantidades de potência por longas distâncias, onde um sistema de transmissão CC tende a ser mais econômico que um sistema de transmissão CA. Um exemplo disso é quando se utiliza a transmissão de energia por meio de cabos submarinos, o sistema HVDC é quase sempre a escolha realizada devido a sua vantagem econômica. Outro tipo de aplicação é para garantir a estabilidade do sistema. Em muitos casos, pode ocorrer de um elo de transmissão CA causar instabilidade aos sistemas e, nesse caso, o elo é feito por meio de uma transmissão CC (MOHAN, 2016).

Na Figura 3.5 pode ser visualizada a representação do sistema HVDC por meio de um diagrama unifilar. De um lado, o sistema com tensão CA está representado por um gerador equivalente denotado por AC1, e do outro lado tem-se o outro sistema CA denotado por AC2. Em ambas as extremidades se encontram um transformador para elevar/abaixar a tensão, e um conversor CA/CC ou CC/CA, dependendo do sentido do fluxo de energia considerado. A potência é transmitida em uma linha de transmissão HVDC.

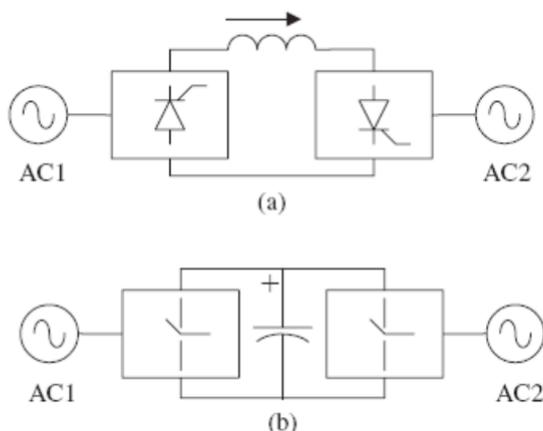
Figura 3.5 | Diagrama unifilar do sistema HVDC



Fonte: Mohan (2014, p.102)

A Figura 3.6 mostra dois tipos de sistemas de HVDC: (a) um sistema com elo de corrente que utiliza tiristores e (b) um sistema com elo de tensão que utiliza chaves, tais como o Transistor Bipolar de Porta Isolada — *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBTs). Ambos os sistemas serão discutidos futuramente.

Figura 3.6 | Estrutura do sistema HVDC com elo de corrente (a); com elo de tensão (b)



Fonte: Mohan (2014, p.102).

Podemos citar, ainda, outros elementos que compõem o sistema HVDC, como:

- Disjuntores CA para isolar o sistema HVDC do sistema CA no caso de ocorrência de defeitos.
- Filtros CA e bancos de capacitores, que normalmente são instalados do lado CA para prevenir os harmônicos gerados pelo conversor, podendo, também, serem usados para absorver ou fornecer potência reativa.
- Reatores e filtros CC para reduzir a ondulação de corrente CC e evitar descontinuidades em baixa potência, além de proteger os dispositivos de falhas durante a comutação.

O Conversor é o principal componente do sistema HVDC, pois executa a conversão de CA para CC ou de CC para CA, podendo este ser um dispositivo fonte de corrente ou fonte de tensão.



Saiba mais

Quando falamos de elos HVDC, normalmente falamos de configurações do tipo ponto a ponto, ou seja, configurações que ligam um sistema CA ao outro por meio de cabos ou linhas aéreas, mas é possível, no entanto classificar os sistemas quanto aos arranjos, com o número de linhas e da polaridade da tensão dos conversores. Na Figura 3.5 são mostradas algumas das configurações possíveis para um elo HVDC.

A configuração monopolar é a mais simples, formada de um único condutor e um caminho de retorno, sendo que a parte comum dos conversores pode ser aterrada em uma das extremidades. É comum utilizar as linhas nesta configuração com polaridade negativa devido a menor ocorrência do efeito Corona (RASHID, 2011). Ainda conseguimos encontrar outras configurações de ligação como:

- Ligação Bipolar.
- Ligação Homopolar.
- Ligação back-to-back: (KIM *et al.*, 2009).
- Configuração Multiterminal.

Para conhecer mais essas configurações, sugerimos a leitura da Seção 2.3 do texto indicado a seguir:

Vasconcelos, L. A. **Metodologia para Representação de Sistemas de Transmissão em Corrente Contínua Multiterminais no Problema de Fluxo de Potência**, Dissertação de Mestrado. 2014. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Juiz de Fora.

Podemos destacar as principais vantagens do sistema HVDC conforme pontuado em Pinto (2018):

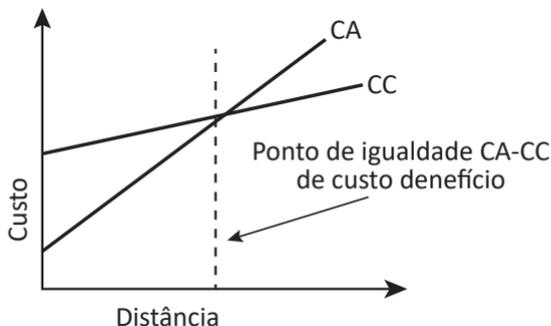
- São econômicos para transmitir grande quantidade de energia a longas distâncias, já que o custo com condutores é reduzido, uma vez que o sistema necessita apenas de dois condutores (ou, até mesmo de um, se o terra for usado como retorno). Desse modo, consequentemente, o custo das torres de sustentação é também reduzido.
- Não há problemas de instabilidade na linha.
- Uma maior transmissão de potência por condutor é possível com o sistema DC.
- As perdas por efeito corona são baixas, e a radiointerferência é menor.
- Há fácil reversibilidade e controlabilidade do fluxo de potência.
- A estabilidade transitória do fluxo de potência pode ser melhorada ao se fazer uma conexão paralela de linhas HVAC (*high-voltage alternating current*) e HVDC.
- Ao acontecer uma falta, o controle da rede do conversor diminui significativamente a corrente dela.
- Estações intermediárias não são necessárias.

Ainda segundo Pinto (2018), são pontuadas também as principais desvantagens do sistema HVDC:

- Uma considerável quantidade de potência reativa é necessária nas estações conversora.
- A manutenção dos isoladores precisa ser mais frequente.
- Há perdas adicionais nos transformadores conversores. As perdas são contínuas. O sistema de refrigeração tem de ser eficiente para dissipar o calor.
- As estações conversoras são compostas por tiristores de alta potência, uma tecnologia relativamente cara se comparada aos sistemas de corrente alternada.
- Introdução de harmônicos. Os conversores geram quantidade considerável de harmônicos em ambos os lados, CA e CC. Alguns são filtrados, mas outros permanecem no sistema, podendo interferir no sistema de comunicação.

Quando comparamos as linhas de transmissão CA com a CC, verificaremos que o custo tem uma relação com a distância, como mostra a Figura 3.7. O cruzamento da curva da transmissão CA com a CC ocorre em uma distância aproximada de 600 a 800 km.

Figura 3.7 | Curva comparativa dos sistemas CA e CC



Fonte: Pinto (2018, [s.p.])



Refleta

Com base no aprendizado desta seção, reflita em que casos seria mais vantajoso utilizar os sistemas HVDC no lugar dos sistemas de transmissão CA. Esse sistema se justificaria quando é preciso atender um grande número de cargas em suas extremidades?

Essas informações consistem em uma pequena introdução aos sistemas HVDC. No entanto, para aprofundar nosso estudo, faremos uma análise dos principais conversores utilizados na implementação de sistemas de transmissão em corrente contínua. Esse assunto será mais explorado nas próximas seções.

Sem medo de errar

Vamos retomar a situação em que você precisa propor uma solução para realizar a interconexão de dois sistemas CA por meio de uma linha de transmissão. De acordo com as informações que foram passadas, as soluções a serem apresentadas para concorrer ao processo licitatório precisam considerar uma distância de 700km entre os dois sistemas CA, mas também

outros entraves de ordem ambiental e técnica. A região na qual a linha deve ser encontrada é uma região de instabilidade e que sofre muitas interferências de radiofrequência. Com essas informações, é possível justificar que a melhor opção para uma linha de transmissão é optar por um sistema HVDC, pois entre as diversas vantagens desse sistema, estão os benefícios econômicos de se transmitir uma grande quantidade de energia a longas distâncias com um custo reduzido dos condutores. Com essa redução de condutores, os custos com as torres de sustentação também caem. A distância é um fator que também corrobora para a escolha, uma vez que em distâncias de 600km a 800km, o custo das linhas CC passa a ser menor que o custo da linha de transmissão CA. No entanto, os aspectos econômicos não são os únicos que favorecem a escolha de um sistema HVDC. Devido à grande instabilidade dos sistemas CA e considerando a região na qual a linha deve ser instalada, o sistema HVDC se apresenta mais vantajoso por não incorrer em problemas de estabilidade e minimizar as interferências de radiofrequência na linha. Além disso, as perdas por efeito corona são significativamente reduzidas.

Quanto à aplicação, a situação descrita se encaixa perfeitamente em uma das aplicações principais do sistema HVDC que consiste em transmitir grandes quantidades de energia por longas distâncias. Para esse tipo de aplicação, pode ser que ocorram maiores custos de implementação da linha (pois requer mais equipamentos, conversores, filtros, etc.) . No entanto, o retorno se justifica no longo prazo, uma vez que o custo pela transmissão do MWh é menor utilizando os sistemas HVDC. Quando se tratam, entretanto, de linhas de transmissão AC de longas distâncias, normalmente são exigidas subestações de manobras e também compensação de reativos, o que em algumas situações equaliza o custo em comparação com a implementação de um elo de transmissão em corrente contínua. Assim sendo, todas essas justificativas devem ser levadas em consideração ao descrever a solução a ser submetida no processo licitatório. Fazendo dessa forma, a sua tarefa estará cumprida com êxito.

Avançando na prática

Uso da tecnologia HVDC em cabos subterrâneos

Descrição da situação-problema

Imagine que um processo licitatório foi aberto para apresentação de soluções para o projeto de uma linha de transmissão que interligará dois sistemas de transmissão em corrente alternada. Contudo, a distância entre esses dois subsistemas é de 60km. Um dos engenheiros da empresa justificou

que para este projeto o mais indicado é a construção de uma linha curta CA, em um projeto simples e de fácil implementação. Contudo, existe um fator que não foi considerado pelo engenheiro na avaliação, que é a necessidade de que esta linha seja subterrânea, pois devido a aspectos ambientais, não será possível construir linhas aéreas na região de interconexão dos dois sistemas. Nesse caso, qual seria a alternativa para construção da linha? Seria possível construir uma linha de transmissão CC, mesmo para esta distância curta?

Resolução da situação-problema

Diferente dos cabos aéreos CA, não existe restrição física limitante ou nível de potência para o sistema HVDC utilizando cabos subterrâneos ou submarinos. Os cabos subterrâneos podem ser utilizados de forma compartilhada com outros sistemas sem impactar na confiabilidade no uso comum deste sistema. Além disso, com o sistema HVDC para cabos subterrâneos é possível obter grandes economias em termos de perdas e custos dos cabos. Dependendo do nível de potência a ser transmitida, estas economias podem começar a partir de cabos com 40 km ou mais longos.

Em se tratando de cabos CA, existe uma capacidade de transmissão máxima devido aos componentes reativos, uma vez que os cabos possuem altas capacitâncias e baixas indutâncias no caso de cabos subterrâneos. Embora isso possa ser compensado por meio de compensação shunt intermediária em cabos subterrâneos, não é prático fazer isso para cabos submarinos, por exemplo. Para uma dada área abrangida por um condutor, as perdas com os sistemas HVDC podem ser de até metade das perdas com linhas CA. Isso porque os cabos CA normalmente requerem mais condutores devido à operação em três fases, carregando mais componentes reativos, efeito skin e correntes induzidas na bainha e armadura. Com esse sistema de cabos, existe também a necessidade de balancear as cargas ou também o risco de pós-contingências de sobrecargas, normalmente requerendo o uso de reatores série conectados ou transformadores defasadores. Por outro lado, esses problemas não existem quando utilizado um sistema HVDC controlado. Cabos HVDC com juntas pré-fabricadas usadas com transmissão baseada em VSC são mais leves, mais flexíveis e mais fáceis de unir do que os cabos de papel óleo impregnados em massa usados para transmissão HVDC convencional, tornando-os mais propícios para aplicações de cabos terrestres, onde as limitações de transporte e os custos extras de emenda podem elevar os custos de instalação. As instalações de cabo de baixo custo possibilitadas pelos cabos HVDC extrudados e juntas pré-fabricadas tornam a transmissão subterrânea de longa distância economicamente viável para uso em áreas com restrições de direitos de passagem ou sujeitas a dificuldades de licenciamento ou atrasos com linhas aéreas.

1. As restrições socioeconômicas e ambientais para a construção de novas linhas de transmissão têm sido um entrave para a expansão dos sistemas de transmissão. Dessa forma, no planejamento da transmissão busca-se sempre diversificar as fontes de geração e, concomitantemente, busca-se otimizar a área ocupada pelas linhas de transmissão com a garantia de uma maximização da sua capacidade de transmissão de energia.

Assinale a alternativa em que contém uma justificativa viável para construção de uma linha HVDC.

- a) As linhas HVDC são mais baratas que as linhas de transmissão convencionais CA.
- b) É possível utilizar linhas de transmissão CC por conta da facilidade de conversão de tensão utilizando transformadores.
- c) Em alguns casos os limites de estabilidade das linhas CA podem ser alcançados mais facilmente, pois com o aumento da distância também se aumenta a reatância da linha.
- d) Ao realizar a transmissão CC em baixas tensões, as perdas de transmissão são menores que quando utilizadas as linhas de transmissão CA em altas tensões.
- e) O uso da tecnologia HVDC não exige elementos de eletrônica de potência que causam harmônicas na linha e, dessa forma, tornam-se mais viáveis que as linhas CA.

2. Quando falamos de sistemas de transmissão em corrente contínua, podemos destacar algumas vantagens em relação aos tradicionais sistemas CA. Considere as afirmativas a seguir sobre as principais vantagens do sistema HVDC:

I - As perdas por efeito corona são baixas, e a radiointerferência é menor.

II - A estabilidade transitória do fluxo de potência pode ser melhorada ao se fazer uma conexão paralela de linhas HVAC (*high-voltage alternating current*) e HVDC.

III - Estações intermediárias são necessárias.

Assinale a alternativa correta.

- a) Apenas as afirmativas I e II são corretas.
- b) Apenas as afirmativas I e III são corretas.
- c) Apenas as afirmativas II e III são corretas.
- d) Todas as afirmativas estão corretas.
- e) Nenhuma afirmativa está correta.

3. A aplicação do HVDC é destinada a transmitir _____ quantidades de potência por _____ distâncias, onde um sistema de transmissão CC tende a ser mais econômico que um sistema de transmissão CA. Por exemplo, quando se

utiliza a transmissão de energia por meio de cabos submarinos, o sistema HVDC é quase sempre a opção _____.

Assinale alternativa que completa corretamente os espaços do texto.

- a) Pequenas – longas – descartada.
- b) Pequenas – pequenas – descartada.
- c) Grandes – pequenas – escolhida.
- d) Grandes – longas – escolhida.
- e) Grandes – pequenas – descartada.

Sistemas HVDC com elo de corrente

Diálogo aberto

Caro aluno, os sistemas HVDC consistem em sistemas de transmissão no qual a energia é transmitida em corrente contínua. Conforme estudamos na seção anterior, esse tipo de sistema pode ser vantajoso em situações em que se deseja transmitir grandes blocos de energia a grandes distâncias. Na Seção 1 analisamos um panorama geral da transmissão CC, abordando alguns aspectos técnicos e históricos, falando sobre os principais tipos de dispositivos utilizados nos conversores e também comparando os sistemas de transmissão CC e CA.

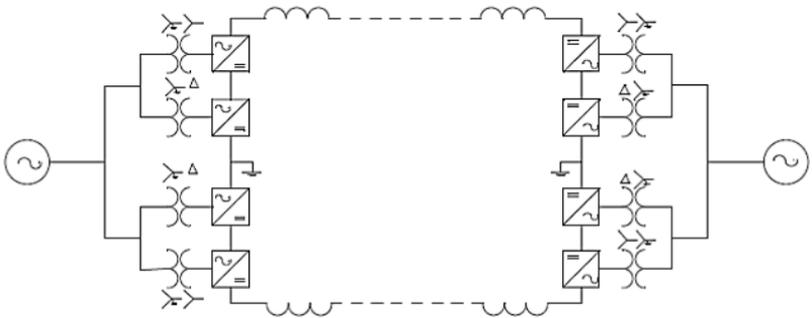
Nesta seção, iremos estudar o tipo convencional de sistema HVDC utilizando conversores a tiristores, que são aplicados a sistemas HVDC com elo de corrente; veremos como se dá o fluxo de potência em sistemas desse tipo e como fazer o controle adequado do conversor de forma a garantir o fluxo de energia de um sistema de corrente alternada a outro. Falaremos, ainda, sobre os melhoramentos de sistemas com elo de corrente.

Para contextualizar nosso estudo, vamos retomar a situação em que você trabalha em uma empresa de consultoria especializada em estudos para planejamento da transmissão. Será aberto um processo licitatório para apresentação de soluções para fazer a conexão de dois sistemas em corrente alternada por meio de uma linha de transmissão de cerca de 700km, em uma região com complicações em relação a questões ambientais e de instabilidade, pois se tratar de uma área de radiointerferência. Você já elaborou um estudo que mostrou que a melhor opção para essa linha é por meio de um sistema HVDC. Cabe agora apresentar um projeto de um conversor. Seu supervisor solicitou que você apresente o funcionamento de um sistema HVDC com elo de corrente, indicando principalmente como fazer o controle dos conversores de modo a garantir o fluxo de potência adequado. Em sua apresentação, você deve destacar o modo de operação dos conversores e qual a relação do ângulo de disparo dos tiristores do conversor nesse controle de fluxo. Como seriam os modos de operação do conversor tiristorizado? Como fazer o adequado controle de potência?

Nesta seção elencaremos os conhecimentos necessários para que você possa resolver essa problemática. À medida que você for estudando o conteúdo da seção, já será possível imaginar uma solução. Então, bons estudos!

Os sistemas HVDC convencionais empregam a tecnologia utilizando válvulas tiristorizadas, chamadas de comutação por linha ou, ainda, HVDC com elo de corrente. Nesse modo, os conversores requerem uma fonte de tensão síncrona para operar (MOHAN, 2016). A configuração em blocos básica desse sistema é mostrada na Figura 3.8, consistindo em um arranjo de dois polos, um positivo e um negativo em relação à terra. Em cada polo, temos dois conversores que são tiristorizados e alimentados por meio de transformadores com conexão $Y-Y$ e $Y-\Delta$. Isso é feito para introduzir uma defasagem de 30 graus. Existe, ainda, uma indutância de linha extra em série, de forma a atenuar as variações instantâneas de corrente no elo CC.

Figura 3.8 | Estrutura do sistema HVDC utilizando um elo de corrente



Fonte: Mohan (2016, [s.p.]).

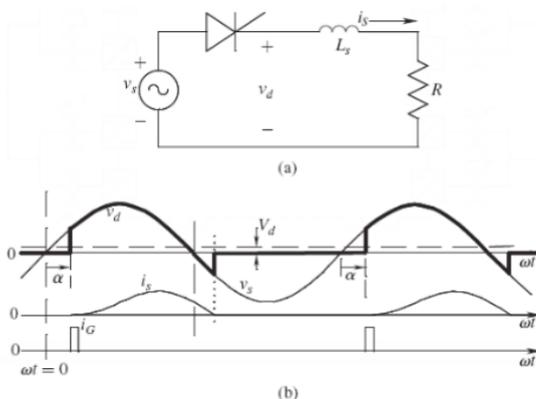
Tiristores têm uma operação similar aos diodos, no entanto estes são dispositivos de quatro camadas. A sua simbologia é representada por um diodo com os terminais anodo (A) e catodo (K), mas também com um terminal adicional denominado de porta (gate) (G). Os tiristores também conduzem corrente somente na direção direta e bloqueiam a tensão de polarização negativa, mas, ao contrário dos diodos, os tiristores podem bloquear a condução mesmo com uma tensão de polarização direta. A condução depende de um pulso no pino G, conforme mostra a Figura 3.9, em que temos um circuito simples para converter CA em CC, com um tiristor em série com uma carga RL .

Na operação do circuito, temos inicialmente o semiciclo positivo da onda de entrada sobre o tiristor polarizando-o diretamente. No entanto, esse dispositivo não conduz a corrente em princípio a partir de $\omega t = 0$. Esta condução só ocorrerá a partir de um disparo aplicado à porta, por meio de um pulso,

que pode acontecer a um ângulo α . Este instante em que a corrente começa a fluir pode ser controlado (atrasado) com respeito a $\omega t = 0$ através de um ângulo de atraso. Uma vez em estado de condução, o tiristor sustenta-se e comporta-se como um diodo.

Na figura 3.9 (b) a forma de onda na carga é mostrada e comparada com a tensão de entrada. Como se trata de um circuito com carga RL, a corrente é atrasada em relação à tensão no momento da condução do tiristor, e dessa forma a corrente continua fluindo no tiristor durante parte do semiciclo negativo até o momento em que essa corrente cai para o valor nulo. Nesse momento, a tensão na carga é reduzida a zero, e o tiristor só volta a conduzir após um novo pulso estando no semiciclo positivo. O controle do ângulo de atraso é chamado de controle de fase como geralmente é chamado e, por conta disso, pode-se controlar a tensão média nos terminais da carga RL.

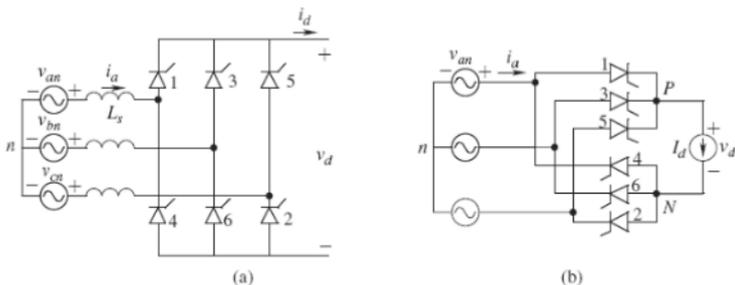
Figura 3.9 | Circuito RL com retificador a tiristor: (a) esquemático; (b) forma de onda



Fonte: Mohan (2016, [s.p.])

Em sistemas HVDC tradicionalmente utilizados, cada conversor utiliza seis tiristores, como apresentado Figura 3.10 (a). Por ser uma estrutura básica de conversão, trata-se de um retificador de onda completa trifásico, denominado de comutação a seis pulsos (ou ponte de Graetz). O termo comutação a seis pulsos é devido a seis comutações ou chaveamentos que ocorrem por um período de onda resultando em uma característica harmônica de um *ripple* de seis vezes a frequência fundamental da tensão CC de saída. Assim, cada ponte de seis pulsos é composto por seis tiristores controlados.

Figura 3.10 | Conversor a três tiristores: (a) esquemático; (b) operação



Fonte: Mohan (2016, [s.p.])

Vamos então entender a operação desse conversor, pois ele é a base para entendermos o link de transmissão CC. Devemos assumir que o conversor seja alimentado por fontes trifásicas como mostra a Figura 3.10 (b), em que os tiristores estão desenhados agrupados na conexão com o nó P e na conexão com o nó N. A fonte de corrente I_d e a tensão v_d são a representação do lado CC do conversor. Se ajustarmos o ângulo de disparo para zero, teremos a operação idêntica a dos diodos em uma ponte de retificação trifásica. Assim, em todos os casos, pelo menos um dos diodos do agrupamento superior irá conduzir durante o semiciclo positivo de qualquer uma das fases; de forma semelhante, pelo menos um dos diodos do agrupamento inferior irá conduzir durante o semiciclo negativo de qualquer uma das fases. Isso é resultado de todos os diodos do agrupamento superior terem os seus catodos conectados e, assim, o tiristor com o anodo conectado à tensão mais alta irá conduzir, e os outros ficarão polarizados reversamente.



Refleta

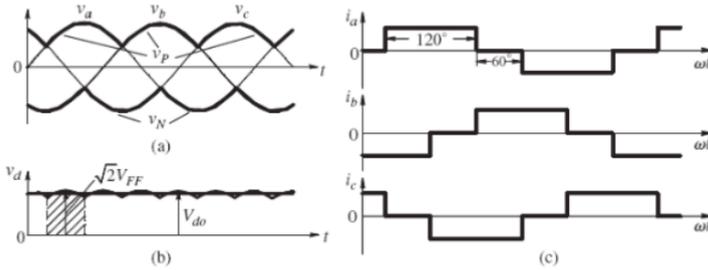
Se os diodos do agrupamento inferior têm seus anodos conectados, como se dará a condução neste caso?

As formas de onda para a tensão de saída retificada em cada um dos nós e da tensão total de saída v_d são apresentadas nas figuras 3.11 (a) e 3.11 (b), sendo que a tensão v_d é dada por:

$$v_d = v_{Pn} - v_{Nn}$$

A Figura 3.11 (c) também apresenta as correntes em condução nas fases durante cada semiciclo de 180 graus. Verifica-se que a condução em cada tiristor ocorre apenas por um período correspondente a 120 graus em cada semiciclo.

Figura 3.11 | Formas de onda: (a) Tensão conduzida pelo tiristor; (b) tensão reficada; (c) correntes do lado CA



Fonte: Mohan (2016, [s.p.])

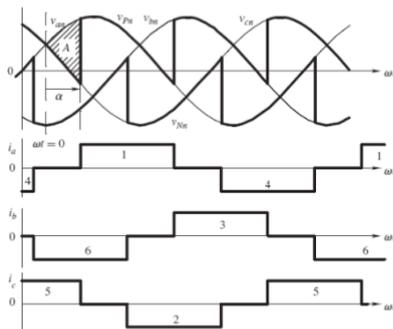
A tensão rms entre fases dentro de cada intervalo de 60 graus é mostrada na Figura 3.11 (b) como V_{FF} . Podemos assim então determinar a tensão média do lado CC conforme a seguir:

$$V_{d0} = \frac{1}{\pi/3} \int_{-\pi/6}^{\pi/6} \sqrt{2}V_{FF} \cos \omega t \cdot d(\omega t) = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{FF}$$

Podemos agora analisar o que acontece no caso de um atraso no disparo dos tiristores. Estabeleceremos este ângulo de atraso como o valor genérico α medido em relação ao ângulo no instante de condução natural (zero). Se isso for feito, as ondas serão conforme está apresentado na Figura 3.12. Podemos perceber que as ondas do lado CC diferem da apresentada na Figura 3.11 (a) por uma área do semicírculo correspondente a A. Esta área corresponde às perdas por atraso no disparo sendo dada em volts-radiano. Pode-se supor que o instante inicial de contagem de tempo seja o cruzamento das tensões de duas fases, neste ponto a forma de onda da tensão fase-fase ainda pode ser expressa como $\sqrt{2}V_{FF} \text{sen} \omega t$, assim podemos calcular a queda ΔV_{α} na tensão média do lado CC.

$$\Delta V_{\alpha} = \frac{1}{\pi/3} \int_0^{\alpha} \underbrace{\sqrt{2}V_{FF} \text{sen} \omega t \cdot d(\omega t)}_{A_{\alpha}} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{FF} (1 - \cos \alpha)$$

Figura 3.12 | Forma de onda da tensão e correntes considerando o ângulo de disparo do tiristor



Fonte: Mohan (2016, [s.p.])

Logo, o valor médio da tensão no lado CC pode ser controlado pelo ângulo de atraso como:

$$V_{d\alpha} = V_{d0} - \Delta V_{\alpha} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{FF} (\cos \alpha)$$



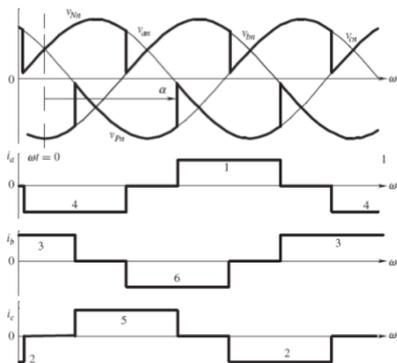
Exemplificando

Seja um conversor trifásico operando com um ângulo de disparo de 150 graus, como será a forma de onda das tensões e correntes nesse caso?

Resolução:

A Figura 3.13 mostra como serão as formas de onda.

Figura 3.13 | Formas de onda de tensão e corrente para ângulo de disparo de 150 graus

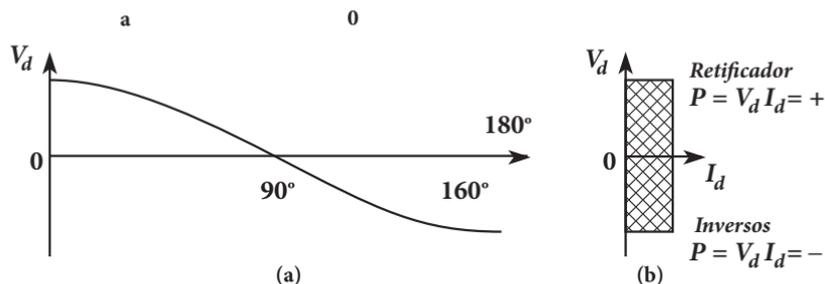


Fonte: Mohan (2016, [s.p.])

Dessa forma, a tensão entre pontos P e N do lado retificado e os valores médios serão negativos, indicando que está havendo uma inversão da tensão de operação. A potência flui, então, do lado CC para o lado CA. Pode-se perceber também que do lado CA as formas de onda da corrente estarão atrasadas pelo ângulo de disparo quando comparada a situação do ângulo de disparo em zero graus.

Podemos, então, resumir a operação do conversor com relação ao ângulo de disparo conforme se apresenta na Figura 3.14 (a). Observa-se que, quando o ângulo de disparo é menor que 90 graus, o conversor opera como um retificador e a tensão de saída é positiva. Para valores de ângulo de disparo maiores que 90 graus, a operação é como um inversor. Note, no entanto, que existe um limite de ângulo, neste caso de 160 graus, isso para garantir o ângulo de comutação necessário para a operação segura de um tiristor para o próximo. Na Figura 3.14 (b) é mostrado que o fluxo de potência é positivo para o modo conversor e negativo para o modo inversor, uma vez que a corrente flui na mesma direção para os dois casos.

Figura 3.14 | Formas de operação do conversor de acordo com o ângulo de disparo: (a) polaridade da tensão por ângulo; (b) polaridade da tensão por corrente

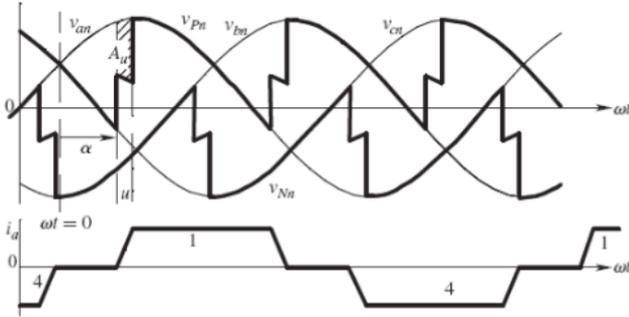


Fonte: Mohan (2016, [s.p.])

É importante destacar, no entanto, que essas análises se passam para o caso ideal, em que a indutância série do enlace é igual a zero e, por conta disso, as correntes no lado CA são comutadas de forma instantânea de um tiristor para o outro. Contudo, quando consideramos essa indutância, o processo é um pouco diferente. Poderemos representar o seu efeito como um atraso na comutação representado pelo intervalo u , finito, como mostra a Figura 3.15. Assim, conforme mostra a forma de onda, teremos, durante o intervalo em que ocorre este atraso, a tensão instantânea CC reduzida devido à queda de tensão na indutância em série. Assim, a área adicional que representa a redução na tensão de saída pode ser dada como:

$$A_u = \int_{\alpha}^{\alpha+u} v_L d(\omega t) = \omega L_s \int_0^{I_d} di_s = \omega L_s I_d$$

Figura 3.15 | Formas de onda considerando atraso na comutação do tiristor



Fonte: Mohan (2016, [s.p.]

Logo, teremos uma queda de tensão adicional dada por:

$$\Delta V_u = \frac{A_u}{\pi/3} = \frac{3}{\pi} \omega L_s I_d$$

Temos, então, que representar a tensão com a presença da indutância como $V_d = V_{d\alpha} - \Delta V_u$ e, substituindo na equação obtida anteriormente, teremos:

$$V_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{FF} \cos(\alpha) - \frac{3}{\pi} \omega L_s I_d$$

E considerando a tensão durante o intervalo de comutação u , com o conversor operando como inversor, tem-se:

$$V_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{FF} \cos(\alpha + u) + \frac{3}{\pi} \omega L_s I_d$$

Já a corrente elétrica do lado CA tem um formato trapezoidal conforme foi mostrado na Figura 3.8. Esse formato também se deve ao atraso na comutação. Dessa forma, a corrente de fase fica atrasada em relação à tensão de fase por um ângulo $\alpha + u/2$, logo, podemos determinar o fator de potência atrasado e a potência reativa como:

$$fp = \cos(\alpha + u/2)$$

$$Q_{3f} = 3V_a I_{a1} \text{sen}(\alpha + u/2)$$



Assimile

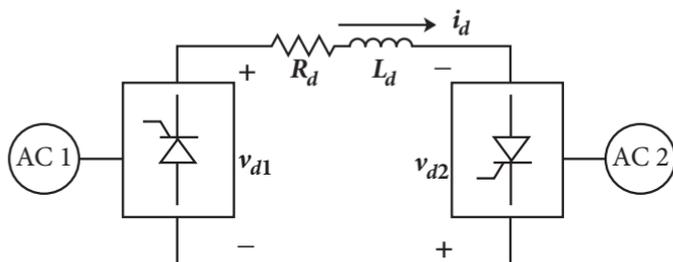
Conforme vimos, se o ângulo de comutação do tiristor for muito grande, ele pode exceder 180 graus. No entanto, acima desse valor, a polaridade se inverte e a comutação não ocorre corretamente. Assim, com a finalidade de se evitar falha de comutação, o ângulo é limitado a 160 graus mais ou menos.

Vamos considerar o enlace completo de um sistema de transmissão HVDC conforme mostrado na Figura 3.16. R_d é a resistência da indutância série e, dessa forma, como cada terminal consiste em dois conversores de seis pulsos, podemos descrever as tensões indicadas na figura como:

$$V_{d1} = 2 \times \left[\frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{FF} \cos(\alpha_1) - \frac{3}{\pi} \omega L_{s1} I_d \right]$$

$$V_{d2} = 2 \times \left[\frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{FF} \cos(\alpha_2) - \frac{3}{\pi} \omega L_{s2} I_d \right]$$

Figura 3.16 | Sistema HVDC conectando dois sistemas AC 1 e AC 2



Fonte: Mohan (2016, [s.p.])

Na figura, as tensões são de tal forma que a corrente trafega pelos conversores, e a linha de acordo com a convenção. Assim, os ângulos devem ser controlados de ambos os lados de forma a controlar a tensão média, a corrente média e a potência média no sistema. A corrente pode ser calculada pela seguinte equação, considerando R_d muito pequena:

$$I_d = \frac{V_{d1} - V_{d2}}{R_d}$$

Assim, a potência fluindo do sistema 1 para o sistema 2, a tensão V_{d2} deve ser ajustada como negativa por meio do controle do conversor do lado

receptor operando como inversor, enquanto que o conversor do lado emissor opera como retificador. O contrário ocorre quando a potência flui do sistema 2 para o sistema 1. No inversor, o ângulo de extinção constante γ , mantido constante em um valor mínimo, geralmente de 15° a 20° , pode ser definido como segue:

$$\gamma = 180^\circ - (\alpha + u)$$

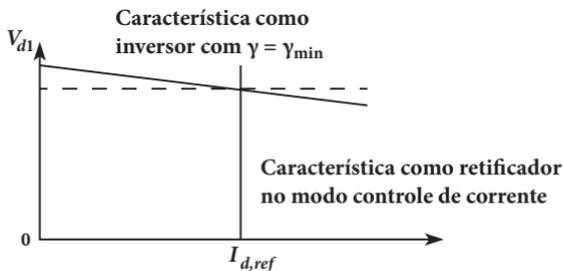
O ângulo de extinção pode ser substituído nas equações para o conversor 2 operando como um inversor, assim obtemos:

$$V_{d2} = 2 \times \left[-\frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{FF2} \cos(\gamma_{\min}) + \frac{3}{\pi} \omega L_{s2} I_d \right]$$

$$V_{d1} = 2 \times \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{FF2} \cos(\gamma_{\min}) - \left(\frac{6}{\pi} \omega L_{s2} - R_d \right) I_d$$

Com o conversor 2 operando como um inversor em um ângulo de extinção mínimo γ_{\min} , a tensão v_{d1} é representada graficamente na Figura 3.17, em função da corrente I_d no elo CC. O conversor 1 está operando como um retificador, com seu ângulo de atraso controlado para manter a corrente no elo CC em seu valor de referência, $I_{d,ref}$. Assim, sua característica aparece como uma linha vertical. A interseção das características do inversor e do retificador estabelecem o ponto de operação em termos da tensão e corrente em um sistema HVDC.

Figura 3.17 | Interseção das características do inversor e do retificador



$$\gamma = 180^\circ - (\alpha + u) \tag{7.15}$$

Fonte: Mohan (2016, [s.p.]).

Melhorias nos sistemas HVDC podem ser conseguidas introduzindo filtros ativos, que, além de reduzir o espaço para a instalação, melhoram o desempenho do sistema. Em outros casos, pode-se também utilizar capacitores em série entre os transformadores.



Saiba mais

Uma questão importante na operação dos sistemas HVDC é referente ao suporte de reativos. Uma vez que os sistemas de transmissão em corrente contínua são vistos como cargas indutivas pelo restante do sistema CA, existe uma tendência de queda do fator de potência. Para saber mais sobre esse tópico, sugerimos a leitura da Seção 9.7 do texto indicado a seguir:

MONTICELLI, A. GARCIA, A. **Introdução a sistemas de energia elétrica**. Campinas, SP: Editora Unicamp, 2011.

Com o estudo desta seção, pudemos compreender o funcionamento do conversor convencional usado em sistemas HVDC utilizando transistores. Grandes avanços na eletrônica de semicondutores permitiram o desenvolvimento de outros tipos de conversores com elo de tensão. Nas próximas seções esse será o tema abordado.

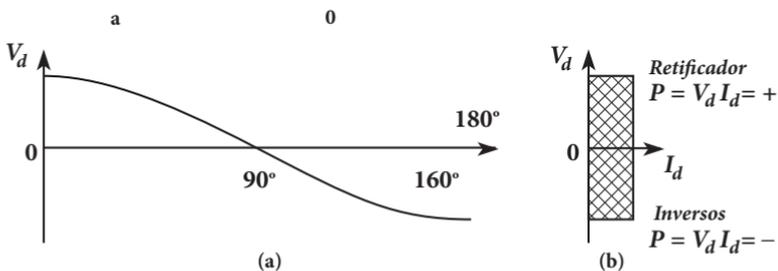
Sem medo de errar

Com os conhecimentos sobre os sistemas HVDC adquiridos nesta seção, vamos retomar a situação em que você trabalha em uma empresa de consultoria em planejamento de sistemas de transmissão, que está participando de uma licitação para realizar a conexão de dois sistemas em corrente alternada através de um sistema HVDC, sendo esta a melhor opção para a linha. Você deve apresentar um projeto de um conversor. Seu supervisor solicitou que você apresente o funcionamento de um sistema HVDC com elo de corrente, indicando principalmente como fazer o controle dos conversores de modo a garantir o fluxo de potência adequado. Em sua apresentação, você deve destacar o modo de operação dos conversores e a relação do ângulo de disparo dos tiristores do conversor neste controle de fluxo.

Para realizar essa tarefa, podemos retomar o funcionamento do conversor trifásico de seis pulsos, conforme mostrado na Figura 3.14, a qual estamos retomando aqui. Como pode ser observado, a operação do conversor com relação ao ângulo de disparo pode ter dois comportamentos: um é quando

o ângulo de disparo é menor que 90 graus, e assim o conversor opera como um retificador, sendo a tensão de saída positiva. Para valores de ângulo de disparo maiores que 90 graus, a operação é como um inversor. Contudo, existe um limite de ângulo no caso de operação como inversor de 160 graus, isso para garantir o ângulo de comutação necessário para a operação segura de um tiristor para o próximo. O fluxo de potência é positivo para o modo conversor e negativo para o modo inversor, uma vez que a corrente flui na mesma direção para os dois casos. Isso, em outras palavras, significa que o fluxo de potência tem sentido saindo dos terminais CC do conversor quando ele opera como retificador, e tem o sentido oposto, ou seja, entrando, quando o conversor opera como retificador

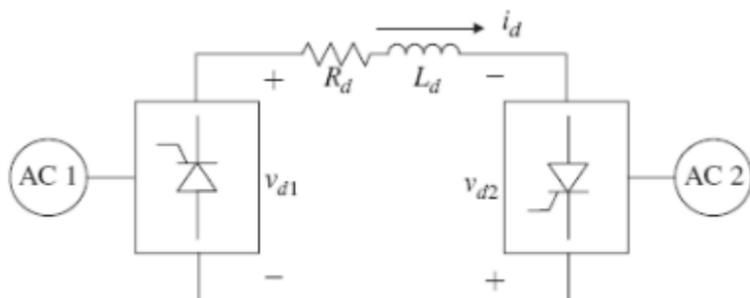
Figura 3.14 | Formas de operação do conversor de acordo com o ângulo de disparo: (a) polaridade da tensão por ângulo; (b) polaridade da tensão por corrente



Fonte: Mohan (2016, [s.p.])

Assim, podemos apresentar o funcionamento do sistema HVDC com elo de corrente conforme mostrado na Figura 3.16, a qual também estamos repetindo a seguir. Assim, podemos fazer algumas considerações sobre os controles e os modos de operação. A condição mais comum é como a mostrada: o conversor do lado direito opera com ângulos de disparo do tiristor tal que ele funcione como um retificador para manter a corrente de elo constante, enquanto o outro conversor opera com um ângulo de disparo do tiristor maior que 90 graus, de forma que funcione como um inversor, cuja função é garantir um ângulo mínimo visando minimizar a necessidade de suporte de reativos. A potência ativa a ser transmitida pode ser usada para determinar o valor de referência da corrente a ser mantida constante.

Figura 3.16 | sistema HVDC conectando dois sistemas AC 1 e AC 2



Fonte: Mohan (2016, [s.p.])

Esses elementos devem ser destacados na sua apresentação e, dessa forma, a sua tarefa estará concluída com sucesso!

Avançando na prática

Implementação de um conversor de 12 pulsos a partir de conversores de 6 pulsos

Descrição da situação-problema

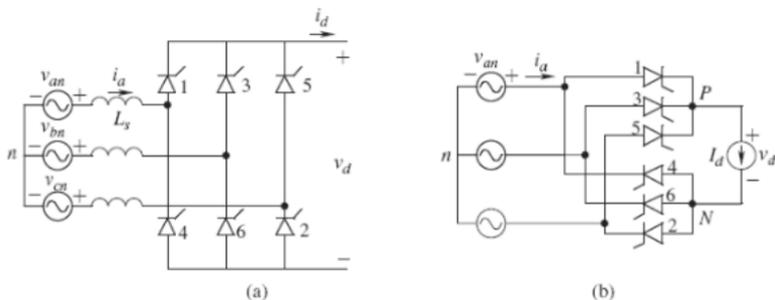
Imagine que uma empresa está projetando o sistema HVDC com elo de corrente e no projeto está determinada a utilização de conversores de 12 pulsos. No entanto, a empresa já possui um contrato para fornecimento de conversores de 6 pulsos para um projeto que teve que ser postergado pelo cliente devido a restrições de orçamento. Você que está projetando um novo sistema HVDC bipolar deveria solicitar a compra de novos conversores, mas seu supervisor solicitou que você verificasse a viabilidade de utilizar os conversores de 6 pulsos de modo que no projeto estes conversores fossem conectados para implementar um conversor de 12 pulsos. Como você realizaria essa tarefa? É possível fazer essa conexão?

Resolução da situação-problema

A Figura 3.10 mostra um conversor de 6 pulsos ligados em ponte, sendo uma generalização para sistemas trifásicos de um conversor monofásico. Foi visto que o modelo do conversor de um sistema HVDC bipolar emprega conversores de 12 pulsos que são constituídos por conversores de 6 pulsos

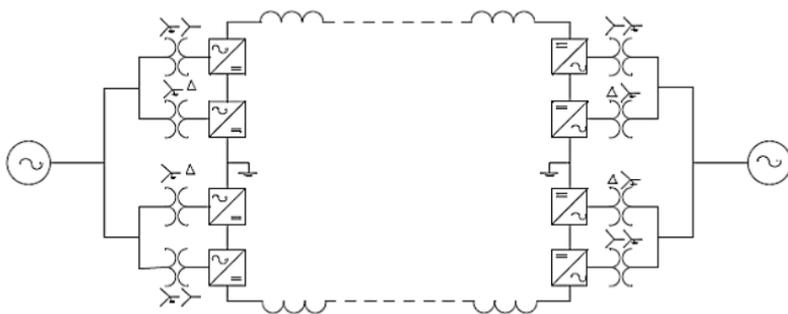
sendo estes conectados a transformadores com secundário, tanto em Y quanto em triângulo. O uso desses dois transformadores é para garantir uma defasagem de 30 graus entre dois picos consecutivos da corrente retificada. Dessa forma, a implementação do conversor de 12 pulsos em um sistema bipolar deve realmente utilizar os conversores de 6 pulsos, como mostra a Figura 3.8.

Figura 3.10 | Conversor a três tiristores: (a) esquemático (b) operação



Fonte: Mohan (2016, [s.p]).

Figura 3.8 | Estrutura do sistema HVDC utilizando um elo de corrente



Fonte: Mohan (2016, [s.p]).

Faça valer a pena

1. Os sistemas HVDC consistem em sistemas de transmissão no qual a energia é transmitida em corrente contínua. Os sistemas HVDC convencionais empregam a tecnologia utilizando conversores CA/CC, chamadas de comutação por linha ou ainda, HVDC com elo de corrente.

Com relação a esses sistemas, assinale a alternativa correta.

- a) Os sistemas bipolares são construídos geralmente empregando conversores utilizando transistores
- b) Os conversores de 12 pulsos são compostos por dois conversores de 6 pulsos devidamente contactados com transformadores Y-Y para garantir a defasagem de 30 graus.
- c) O controle do conversor é realizado pelo disparo na porta do tiristor, sendo que, se o ângulo de disparo for maior que 90 graus, o conversor opera como retificador.
- d) O controle do conversor é realizado pelo disparo na porta do tiristor, sendo que, se o ângulo de disparo for menor que 90 graus, o conversor opera como retificador.
- e) O ângulo de disparo normalmente é limitado a 180 graus para garantir a correta comutação do tiristor.

2. Em um tiristor atuando em um conversor monofásico, se ajustarmos o ângulo de disparo para zero, teremos a operação idêntica à de um diodo em um retificador de meia onda. Assim, durante o semiciclo positivo, o tiristor irá conduzir e, de forma semelhante, irá interromper a passagem de corrente no semiciclo negativo.

Se um conversor trifásico a tiristor em um sistema HVDC está operando com um ângulo de disparo de 45 graus, ele está operando como:

- a) Um inversor.
- b) Um retificador.
- c) Um inversor de frequência.
- d) Um motor trifásico.
- e) Um conversor analógico-digital.

3. Considerando os sistemas HVDC com elo de corrente, se o ângulo de comutação do _____ for muito grande, ele pode exceder _____, no entanto acima desse valor a polaridade se inverte e a comutação _____. Assim, com a finalidade de _____ na comutação, o ângulo é limitado a _____.

Assinale a alternativa correta:

- a) Tiristor - 160 graus - não ocorre corretamente – evitar falha – 180 graus.
- b) Tiristor - 180 graus - não ocorre corretamente – evitar falha – 160 graus.
- c) Tiristor - 180 graus - ocorre corretamente – forçar melhorias – 160 graus.
- d) Transistor - 160 graus - ocorre corretamente – forçar melhorias – 180 graus.
- e) Transistor - 160 graus - não ocorre corretamente – evitar falha – 180 graus.

Sistemas HVDC com elo de tensão

Diálogo aberto

Caro aluno, estamos finalizando o nosso estudo sobre sistemas de transmissão em corrente contínua, o chamado sistema HVDC. Na primeira seção, passamos por uma visão geral desse tipo de sistema, pelo histórico de aplicação e por alguns fatores que conferem as vantagens técnicas e econômicas do sistema. Na última seção, estudamos o principal tipo de sistema HVDC, aquele que utiliza os conversores com elo de corrente. Nesta seção, finalizaremos os estudos do sistema HVDC abordando um tipo de conversor que, diferente dos conversores de fonte de corrente, utilizam transistores para implementar chaves controladas de forma a realizar as suas funções no sistema HVDC.

Para contextualizar nosso estudo, imagine agora a seguinte situação: você trabalha em uma empresa de consultoria especializada em estudos para planejamento da transmissão e um projeto do sistema HVDC retornou para você com um requisito adicional. De acordo com os requisitos do projeto, o sistema deve prever um controle de reativos sem que a potência reativa seja consumida da rede elétrica CA, pois isso pode fazer com que o perfil de tensão da rede seja afetado. Nesse contexto, seu supervisor quer saber se os conversores utilizados no sistema não poderiam ser adaptados ou modificados de forma a prever um maior controle de reativos.

Como você realizaria essa tarefa? É possível utilizar os conversores com elo de corrente que estudamos anteriormente? Ou a melhor opção agora seria utilizar os conversores com elo de tensão?

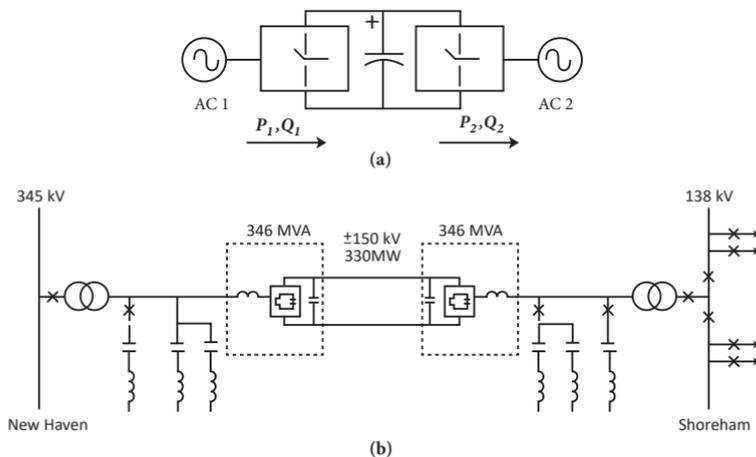
No estudo desta seção você irá adquirir os conhecimentos necessários para responder a esses questionamentos. No entanto, é necessário que você se empenhe nos seus estudos e se dedique o máximo possível. Bons estudos!

Não pode faltar

Quando abordamos o sistema HVDC com elo de corrente, pudemos observar que, em ambos os modos de operação dos conversores, seja como retificador ou inversor, existe uma necessidade de retirar uma potência ativa do sistema CA e isso é um fator limitante para os sistemas HVDC com elo de corrente. Entretanto, existe a possibilidade de se utilizarem conversores

transistorizados de forma a superar essa limitação. Esses sistemas são comumente denominados sistemas HVDC com elo de tensão, cujo esquema é mostrado na Figura 3.18 (a). A Figura 3.18 (b) mostra um diagrama unifilar do sistema do tipo HVDC com elo de tensão (MOHAN, 2016).

Figura 3.18 | Sistema HVDC com elo de tensão: (a) Diagrama de blocos; (b) Diagrama unifilar



Fonte: Mohan (2016, [s.p.])

Pode-se verificar no diagrama de blocos que cada conversor pode absorver ou fornecer potência reativa para o sistema de forma independente e com o controle necessário. Existe, contudo, uma diferença com relação aos sistemas de elo de corrente, que é a presença de um capacitor em paralelo com o lado CC do conversor. Esse capacitor funciona como uma espécie de “porta de tensão”, o que também confere ao conversor o nome de “conversor fonte de tensão” (MOHAN, 2016).

Os sistemas HVDC utilizando conversores fonte de tensão (do inglês, utiliza-se o acrônimo VSC – *voltage source converter*) normalmente utilizam modulação por largura de pulso (PWM). Foram inicialmente empregados nos anos 90, sendo que de lá para cá houve grandes progressos nos valores nominais de tensão, tornando-os comparáveis aos conversores tiristorizados. Os conversores fonte de tensão são normalmente do tipo autocomutáveis e utilizam transistores do tipo IGBT (*Insulated-gate bipolar transistor*).

A tecnologia VSC veio então para controlar ambas as potências, ativas e reativas, de forma independente, assim como a potência reativa controlada em cada terminal de forma independente do nível de tensão CC da transmissão. Essa capacidade de controle flexibiliza a alocação de conversores em

qualquer ponto da rede CA, uma vez que não existe restrição com relação ao valor mínimo da capacidade de curto-circuito da rede.



Assimile

A autocomutação do conversor permite o uso para sintetizar o conjunto de tensões trifásicas balanceadas como um tipo virtual de gerador síncrono. A dinâmica de suporte as tensões CA em cada um dos terminais do conversor melhora a estabilidade de tensão e pode aumentar a capacidade de transferência dos sistemas CA por meio do alavançamento da capacidade de transferência do elo.

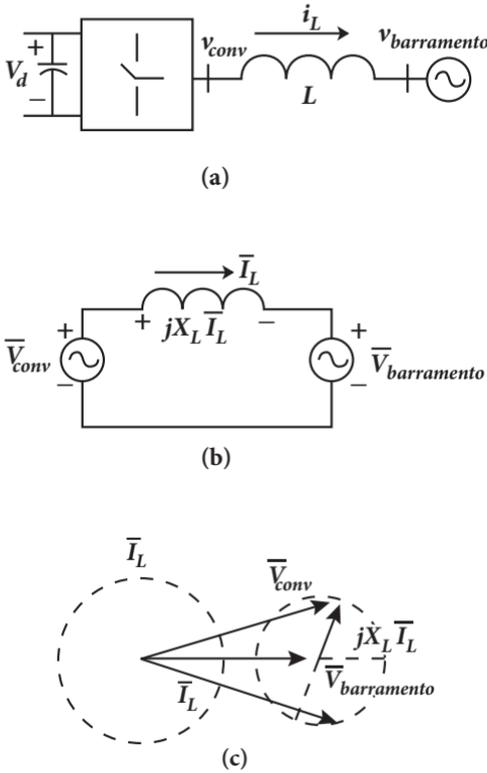
Os conversores com elo de tensão são baseados em chaveamento PWM e caracterizados por um lado de corrente contínua com um capacitor e de um lado de um sistema CA indutivo. A tensão contínua resultante é bem definida, mas a corrente CA é controlada pelo processo de modulação.

Na Figura 3.19 (a) temos uma representação de um dos conversores na interface com a parte CA do sistema, onde encontramos uma indutância L (MOHAN, 2016). O modelo monofásico deste conversor pode ser representado conforme mostra a Figura 3.19 (b), em que o lado CA é mostrado como uma fonte de tensão, e entre as fontes de tensão encontra-se a indutância interna do sistema, sendo esta figura uma representação direta do apresentado na 3.19 (a). Logo, podemos descrever a equacionamento das tensões conforme a seguinte equação, que decorre diretamente da análise da malha na Figura 3.19 (b).

$$\bar{V}_{conv} = \bar{V}_{barramento} + jX_L \bar{I}_L$$

Conforme podemos perceber da equação descrita, a tensão por fase do conversor pode ser controlada para estar nas mesmas frequências, magnitude e no mesmo ângulo de fase da rede, e disso decorre diretamente a representação fasorial da Figura 3.19 (c). Note por esse diagrama que a corrente pode ser controlada dentro de uma circunferência (representada a esquerda) e como consequência, a queda de tensão na indutância pode ser modificada de forma a determinar a tensão do conversor com a amplitude e fase desejadas. Dessa forma também se controla a potência em termos de direção e magnitude. Note também que se pode exercer o controle da potência reativa que é absorvida ou fornecida pelo conversor em termos de sua magnitude (MOHAN, 2016).

Figura 3.19 | Representação do lado CC e lado CA

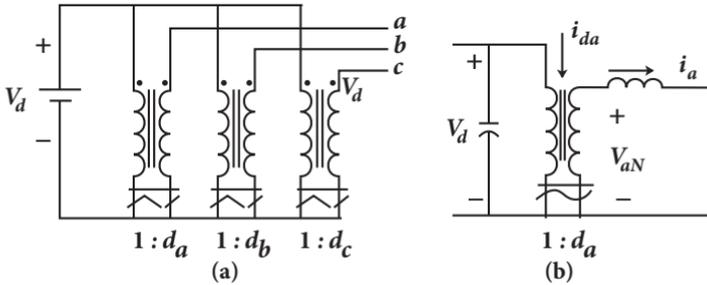


Fonte: Mohan (2016, [s.p.]).

Para entender como as tensões trifásicas podem ser sintetizadas pelo conversor tomaremos o comportamento de três transformadores ideais hipotéticos cuja relação de espiras é continuamente variável, assim como mostra a Figura 3.20 (a). Estes transformadores ideais diferem dos transformadores que comumente já estudamos por que esses transformadores ideais são representações funcionais do conversor de modo chaveado que é necessário para a operação do conversor do elo CC por fonte de tensão. Tomaremos então apenas um destes transformadores e observaremos o seu funcionamento conforme mostra a Figura 3.20 (b). Por questões de análise assumiremos que a variação de tap deste transformador pode variar na faixa entre 0 e 1 continuamente. Assim, a tensão no secundário não poderá se tornar negativa, e deve haver uma componente CC com metade da tensão do barramento CC, que é introduzida. Como resultado tem-se uma tensão

de saída na forma senoidal que pode variar ao redor da componente CC podendo tornar-se negativa ou positiva, conforme nos mostra a equação logo a seguir (MOHAN, 2016):

Figura 3.20 | Estrutura do conversor: (a) modelada por meio de transformadores ideais de tap continuamente variável; (b) representação de apenas um dos transformadores



Fonte: Mohan (2016, [s.p.]).

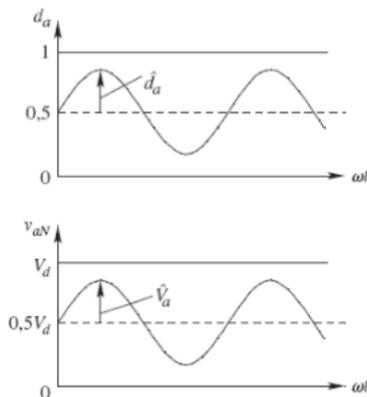
$$v_{aN} = 0,5V_d + \underbrace{\hat{V}_a \text{sen}\omega t}_{v_d}$$

Para que se consiga a tensão descrita nesta última equação temos que partir de que no transformador ideal $V_{aN} = d_a V_d$ e dessa forma a tensão pode ser obtida variando a relação de transformação com o tempo, assim como mostrado na Figura 3.21 e nas equações a seguir:

$$d_a = 0,5 + \hat{d}_a \text{sen}\omega t$$

$$\hat{V}_a = \hat{d}_a V_d$$

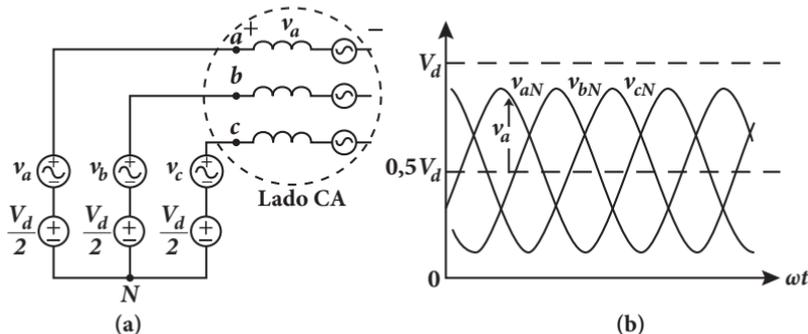
Figura 3.21 | Tensões do conversor como resultado da variação contínua do tap



Fonte: Mohan (2016, [s.p.]).

Como resultado deste processo, tem-se as três tensões de saída conforme mostrado na Figura 3.22 (a) e cujas formas de onda podem ser visualizadas na Figura 3.22 (b). Podemos perceber que as três formas de onda oscilam em torno de uma componente CC no entanto estas tensões de modo comum podem ser canceladas a partir das tensões fase-fase, e sendo assim as compontes CC podem ser desconsideradas na tensão de saída. Ainda, por meio de Modulação por Largura de Pulso do vetor espacial (conhecido como *Space-Vector PWM*, ou SV-PWM), é possível modular a tensão de modo comum, de forma a incrementar a capacidade da tensão de saída do conversor (MOHAN, 2016).

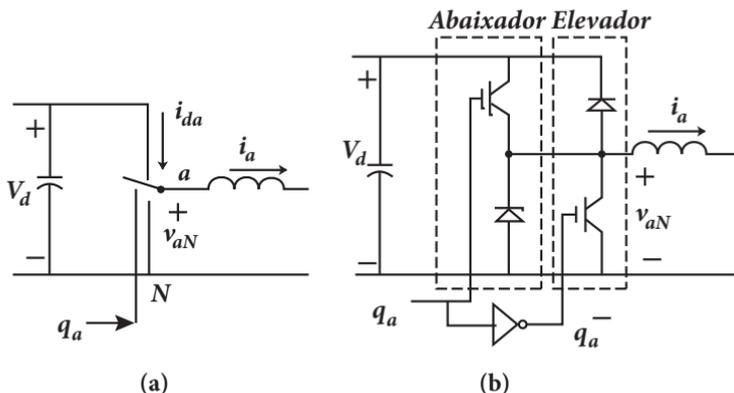
Figura 3.22 | Resultado das tensões



Fonte: Mohan (2016, [s.p.]).

Precisamos agora entender como este comportamento do transformador ideal com tap continuamente variável é obtido na prática. Neste caso, utilizam-se chaves de duas posições, assim como apresentado na Figura 3.23 (a). Esta chave tem uma porta de tensão do lado CC e uma porta de corrente do lado CA. Considerado que esta chave seja ideal, controlada por um sinal q_a , conforme mostrado na figura. Assim, quando este sinal é o sinal de nível lógico 1, temos a chave na posição para cima, e no caso de nível lógico baixo em q_a temos a chave para baixo. A constituição real desta chave é feita por meio de dois diodos e dois IGBTs conforme mostrado na Figura 3.23 (b).

Figura 3.23 | Funcionamento do conversor utilizando transistores



Fonte: Mohan (2016, [s.p.]).



Exemplificando

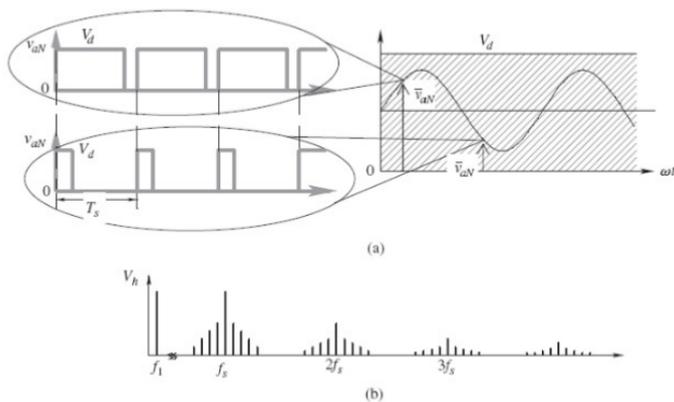
Podemos ver que quando o sinal é de nível alto, apenas o transistor superior conduz, e a corrente poderá então fluir no indutor de saída em ambas as direções através do transistor superior se essa for positiva ou através do diodo superior se for negativa. No ponto a o potencial é o mesmo do barramento CC superior e dessa forma $v_{aN} = V_d$. Quando o sinal é de nível baixo a corrente de saída fluirá ou através do diodo inferior ou através do IGBT inferior. Logo, percebemos que o chaveamento faz com que a chave esteja nas posições superior ou inferior.

Agora, vamos ver o que ocorre quando operamos esta chave em uma alta frequência, que deve ser duas a três ordens de magnitude maior que a frequência de 60 Hz, que é a frequência para qual queremos sintetizar a onda senoidal. Para isso digamos que a frequência de chaveamento seja de 6kHz. Esta frequência irá resultar em uma forma de onda conforme mostrada na Figura 3.24 (a). Note que ao longo da senoide o ciclo de chaveamento varia o período de acordo com a frequência de chaveamento, mas mantendo o nível alto em um tempo dado por T_{up} que pode variar e desta forma o valor médio da tensão de saída pode ser variado de acordo com a razão do tempo na qual a tensão é mantida em nível alto e o período total do ciclo de chaveamento. Dessa forma temos as seguintes equações (MOHAN, 2016):

$$\bar{v}_{aN} = d_a V_d$$

$$d_a = \frac{T_{up}}{T_s}$$

Figura 3.24 | Formas de onda geradas



Fonte: Mohan (2016, [s.p.]).

Além do valor médio, poderemos perceber que a tensão de saída possui harmônicos de chaveamentos não desejados e isso está apresentado na Figura 3.24 (b), sendo mostrado, neste espectro, os múltiplos da frequência de chaveamento circundados por uma faixa lateral no harmônico h e ao redor dele, dado pela equação:

$$h = k_1 f_s \pm k_2 f_0$$

Assim, é importante salientar que esses harmônicos devem ser filtrados adequadamente e, para isso, o projeto do conversor deve prever os harmônicos. Essa filtragem é necessária de forma a não causar impactos no sistema CA. O fasor da corrente pode ser administrado de forma a controlar a tensão do conversor, como já vimos, a fim de garantir o fluxo de potência em ambos os sentidos, fornecendo a potência reativa de modo controlado. Assim, quando consideramos novamente o diagrama de blocos da Figura 3.18, as potências ativas são iguais, mas as potências reativas Q_1 e Q_2 podem ser totalmente independentes uma da outra, o que permite auxiliar a estabilidade de tensão.

A onda senoidal gerada pelo conversor deve ter a menor distorção possível, por isso, as técnicas de modulação PWM podem ser diferentemente aplicadas na operação do conversor. Como os conversores VSC apresentam chaves autocomutadas, permite-se a determinação dos instantes de disparo e de corte. Assim, as principais vantagens desse tipo de conversor para o método tradicional é que os conversores VSC são rápidos e independentes para o controle de fluxo de potência ativa e reativa, possuem capacidade de

garantir a qualidade da onda gerada e não necessitam de transformadores especiais, como no caso nos conversores com elo de corrente. Além disso, esses conversores possuem imunidade sobre distúrbios na rede no processo de comutação. Aliado a isso, a flexibilidade do controle permite que ele seja operado como retificador ou inversor, sendo essas operações feitas com fator de potência atrasado ou adiantado (operação em quatro quadrantes). Entretanto, atualmente, quando comparados com os conversores com elo de corrente, apresentam limitações em relação à potência.



Refleta

Quais os fatores que influenciam na diferença de potência entre os conversores com elo de tensão e os com elo de corrente?



Saiba mais

Os sistemas HVDC que utilizam conversores VSC têm sido muito estudados e suas aplicações já ganham visibilidade até mesmo no cenário nacional. Para saber mais sobre este tipo de sistema, sugerimos a leitura do artigo a seguir:

PING, W. W. *et al.* Aplicação de conversores VSC em sistemas de transmissão de potência. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SNPTEE, 20. Recife, 2009.

A partir dos estudos desta seção, pudemos cobrir os aspectos básicos dos sistemas HVDC, permitindo que você tenha os conhecimentos necessários para avançar quando for atuar com os sistemas de transmissão em corrente contínua em seu ambiente profissional.

Sem medo de errar

Vamos retomar a situação-problema apresentada no início da seção: você trabalha em uma empresa de consultoria especializada em estudos para planejamento da transmissão e um projeto do sistema HVDC retornou para você com um requisito adicional referente ao controle de reativos. Esse controle deve ser realizado pelo sistema do projeto sem que a potência reativa seja consumida da rede elétrica CA, pois isso pode fazer com que o perfil de tensão da rede seja afetado. Nesse contexto, seu supervisor quer saber se os conversores utilizados no sistema não poderiam ser adaptados ou modificados de forma a prever um maior controle de reativos.

Conforme estudamos nesta seção, o conversor adequado para esta finalidade é o conversor com elo de tensão, não o conversor com elo de corrente.

Quando falamos sobre os conversores com elo de corrente, pudemos observar que, seja operando como retificador ou inversor, existe uma necessidade de retirar uma potência ativa da rede alternada, o que é um fator limitante para este tipo de sistema. Entretanto, existe a possibilidade de se utilizarem conversores transistorizados de forma a superar essa limitação.

Os sistemas HVDC que utilizam os conversores transistorizados de que estamos falando são chamados de HVDC com elo de tensão. Eles são baseados em chaveamento PWM e têm como característica um lado de corrente contínua com um capacitor e outro de um sistema CA indutivo. A tensão contínua resultante é bem definida, mas a corrente CA é controlada pelo processo de modulação.

É importante salientar, contudo, que a tensão de saída possui harmônicos de chaveamentos não desejados, que devem ser filtrados adequadamente de forma a não causarem impactos no sistema CA. O fasor da corrente pode ser administrado de forma a controlar a tensão do conversor e garantir o fluxo de potência em ambos os sentidos, fornecendo a potência reativa de modo controlado. As potências ativas em ambos os lados do link do sistema serão iguais, mas as potências reativas podem ser totalmente independentes uma da outra, o que permite auxiliar na estabilidade de tensão.

As técnicas de modulação PWM aplicadas na operação do conversor devem garantir uma onda senoidal com a menor distorção possível. Como os conversores apresentam chaves autocomutadas, podemos sumarizar as vantagens em relação ao método tradicional, usando conversores com elo de corrente conforme segue:

- São rápidos e independentes para o controle de fluxo de potência ativa e reativa.
- Possuem capacidade de garantir a qualidade da onda gerada.
- Não é necessário utilizar transformadores especiais, como no caso dos conversores com elo de corrente.
- Possuem imunidade sobre distúrbios na rede no processo de comutação.
- Conferem flexibilidade do controle, permitindo que ele seja operado como retificador ou inversor, sendo essas operações com fator de potência atrasado ou adiantado (operação em quatro quadrantes).

Assim, com essas informações apresentadas, deve-se avaliar o emprego desses sistemas HVDC para atender os requisitos do cliente e, uma vez

justificados os argumentos para tal aplicação, sua tarefa estará concluída com êxito!

Avançando na prática

Funcionamento do conversor HVDC com elo de tensão

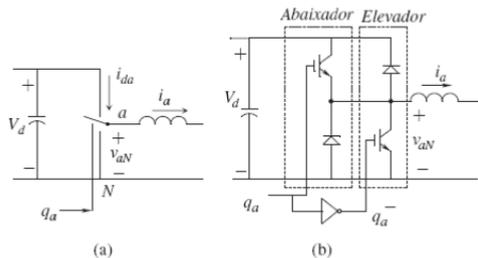
Descrição da situação-problema

Imagine que você foi alocado pelo seu supervisor para ministrar um treinamento de sistemas HVDC com elo de tensão para os estagiários da empresa em que você trabalha. Você precisa detalhar o funcionamento do conversor HVDC, pois essa é a base para a compreensão do sistema. Dessa forma, você deve realizar uma apresentação indicando como ocorre o chaveamento dos transistores durante o funcionamento do conversor. Como você realizaria essa tarefa? Quais os aspectos mais importantes a serem destacados no processo? Lembre-se de que, acima de tudo, você precisa ser didático o suficiente para que todos entendam o processo.

Resolução da situação-problema

Atente ao fato de que os estagiários precisam entender bem como é o comportamento do conversor do sistema HVDC com elo de tensão. Para isso, você pode retomar a Figura 3.23 (a), em que se percebe a utilização de chaves de duas posições pelos conversores. Essa chave tem uma porta de tensão do lado CC e uma porta de corrente do lado CA, considerando que ela seja ideal, controlada por um sinal q_a , conforme mostrado na figura. Assim, quando esse sinal é o sinal de nível lógico 1, temos a chave na posição para cima e, no caso de nível lógico baixo em q_a , temos a chave para baixo. A constituição real dessa chave é feita por meio de dois diodos e dois IGBTs, conforme mostrado na Figura 3.23 (b).

Figura 3.23 | Funcionamento do conversor utilizando transistores



Fonte: Mohan (2016, [s.p.]).

Podemos ver que quando o sinal é de nível alto, apenas o transistor superior conduz. A corrente poderá, então, fluir no indutor de saída em ambas as direções através do transistor superior, se essa for positiva, ou através do diodo superior se for negativa. No ponto A, o potencial é o mesmo do barramento CC superior e, dessa forma, $v_{aN} = V_d$. Quando o sinal é de nível baixo, a corrente de saída fluirá através do diodo inferior ou através do IGBT inferior. Logo, percebemos que o chaveamento faz com que a chave esteja nas posições superior ou inferior.

Esse processo delinea o funcionamento do conversor, e você deve abordar todos esses aspectos na sua apresentação.

Faça valer a pena

1. Quando comparamos o conversor de um sistema HVDC com elo de tensão em relação ao sistema com elo de corrente, percebemos uma diferença que é a presença de um _____ conectado em _____ com o lado CC do conversor. Esse dispositivo funciona como uma espécie de “porta de tensão”, o que também confere ao conversor o nome de “conversor _____”.

Assinale a alternativa que completa corretamente o texto.

- a) Indutor – paralelo – fonte de tensão.
- b) Indutor – paralelo – inversor.
- c) Capacitor – série – fonte de tensão.
- d) Capacitor – paralelo – fonte de tensão.
- e) Capacitor – paralelo – retificador.

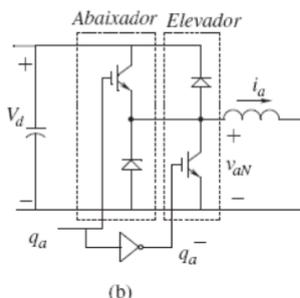
2. Os sistemas HVDC utilizando conversores fonte de tensão são normalmente conversores transistorizados que utilizam modulação por largura de pulso (PWM). Desde o início do emprego desses conversores até os dias atuais, alguns progressos foram feitos com relação aos valores nominais de tensão, tornando-os comparáveis aos conversores tiristorizados.

Com relação aos sistemas HVDC, assinale a alternativa correta.

- a) Os conversores tiristorizados recebem o acrônimo em inglês de VSC, que significa *Voltage Source Converters*.
- b) Os conversores com elo de tensão são caracterizados por um lado CC com um capacitor em paralelo e de um lado CA indutivo.
- c) A autocomutação do conversor com elo de corrente permite o seu uso para sintetizar um conjunto de tensões trifásicas balanceadas.

- d) A autocomutação do conversor com elo de tensão permite o seu uso para sintetizar um conjunto de tensões trifásicas desbalanceadas.
- e) Os sistemas HVDC com elo de tensão não permitem o controle de potência ativa e reativa.

3. Um conversor com elo de tensão utilizando transistores IGBT tem a estrutura conforme mostrada na figura a seguir:



Fonte: Mohan (2016, [s.p]).

Podemos ver que quando o sinal é de _____, apenas o transistor _____ conduz, e a corrente poderá então fluir no indutor de saída em ambas as direções através do transistor superior se essa for _____ ou através do diodo superior se for _____.

Assinale a alternativa que completa adequadamente as lacunas.

- Nível alto – superior – positiva – negativa.
- Nível alto – superior – negativa – positiva.
- Nível alto – inferior – positiva – negativa.
- Nível baixo – superior – positiva – negativa.
- Nível baixo – superior – negativa – positiva.

Referências

- KIM, C.-K. *et al.* **HVDC transmission: power conversion applications in power systems**. John Wiley & Sons, 2009.
- MOHAN, N. **Sistemas elétricos de Potência** – um curso introdutório. Rio de Janeiro: LTC, 2016.
- MONTICELLI, A. GARCIA, A. **Introdução a sistemas de energia elétrica**, Campinas, SP: Editora Unicamp, 2011.
- PING, W. W. *et al.* Aplicação de conversores VSC em sistemas de transmissão de potência. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SNPTEE, 20. Recife, 2009. Disponível em: <http://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/03/Aplicac%CC%A7a%CC%83o-de-conversores-VSC-em-sistemas-de-transmissa%CC%83o-de-pote%CC%82ncia.pdf>. Acesso em: 18 fev. 2019.
- PINTO, M. O., **Energia Elétrica** – Geração, transmissão e sistemas Interligados. Rio de Janeiro: LTC, 2018.
- RASHID, M. **POWER ELECTRONICS HANDBOOK**. Elsevier, 2011.
- SETRÉUS, J.; BERTLING, L. Introduction to HVDC technology for reliable electrical power systems. In: **IEEE. Probabilistic Methods Applied to Power Systems**, 2008. PMAPS'08. Proceedings of the 10th International Conference, 2008. p. 1–8.
- VASCONCELOS, L. A. **Metodologia para Representação de Sistemas de Transmissão em Corrente Contínua Multiterminais no Problema de Fluxo de Potência**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2014. Disponível em: <http://www.ufjf.br/ppee/files/2015/02/Dissertacao-Leandro-Vasconcelos-PPEE.pdf>. Acesso em: 18 fev. 2019.

Unidade 4

Automação dos sistemas de distribuição de energia

Convite ao estudo

Os sistemas de distribuição de energia estão passando por uma fase de transição. Em um primeiro momento, estes sistemas eram relativamente simples: consistiam apenas de alimentadores que levavam a potência elétrica até os consumidores, em um fluxo de potência unidirecional, das subestações de distribuição até os pontos de consumo. Este modelo predominou durante muitos anos desde a concepção dos primeiros sistemas elétricos de potência, de forma que o planejamento da distribuição era feito para um horizonte de muitos anos prevendo o aumento de carga neste período.

Desta forma, as intervenções necessárias no sistema de distribuição sempre foram mínimas, limitando-se à manutenção preventiva em equipamentos e ações de restauração de falhas, despachando um contingente de técnicos para o local das faltas. Por meio da informação telefônica dos consumidores era possível estimar a região em que o sistema estava sob falta e desta forma a restauração do sistema acontecia em intervalos que variavam de alguns minutos para algumas horas. No entanto, com as mudanças das redes de distribuição no cenário atual, a forma tradicional de operação dos sistemas de distribuição já não mais se sustenta, sendo necessário um gerenciamento ativo deste tipo de rede.

Esta necessidade se deve às mudanças que vêm ocorrendo nos sistemas de distribuição. Em primeiro lugar, podemos citar o aumento da demanda por energia elétrica e o fato de que os equipamentos dos sistemas de distribuição se tornaram obsoletos ao longo dos anos. As capacidades das linhas de distribuição estão próximas dos limites operativos, mas, no entanto, as substituições totais dos equipamentos com maiores capacidades requerem investimentos que as empresas de energia não são capazes de absorver totalmente. Desta forma, a modernização dos equipamentos ocorre de maneira lenta e gradual.

Por outro lado, a entrada de geradores distribuídos e recursos distribuídos no nível de tensão dos sistemas de distribuição primários e secundários, apesar de aliviarem a demanda de energia proveniente dos grandes centros de geração, causam impactos no perfil de consumo além de inverterem os

fluxos de potência, o que torna a identificação de falhas um pouco mais complicada. Desta forma, as mudanças correntes nos sistemas de distribuição exigem a mudança do modelo tradicional *fit-and-forget*, termo em inglês traduzido como *instale e esqueça*, usado para caracterizar que o conhecimento do comportamento dos sistemas de distribuição exigia apenas a instalação dos equipamentos sem necessidades maiores de ações humanas. No contexto atual, é necessário levar a automação aos sistemas de distribuição, de forma que as ações de correção e despacho da distribuição distribuída ocorram em sinergia com os equipamentos existentes. Esta mudança corrente nos sistemas de distribuição está em consonância com o conceito de Smart Grids, que alia os conceitos tradicionais de sistemas elétricos de potência aos conceitos de tecnologia da informação.

Assim, para ilustrar os sistemas modernos de distribuição e a necessidade de automação dos mesmos, esta Unidade está dividida em 3 seções que se completam. Na primeira seção será abordado o significado da automação na distribuição, relembremos a estrutura de uma rede de distribuição, os desafios encontrados e as arquiteturas básicas para implementação da automação na distribuição. Na segunda seção, falaremos sobre o monitoramento dos sistemas de distribuição, com o foco para a necessidade em termos de observabilidade da rede para implementação da automação da distribuição. Por fim, na última seção falaremos sobre algumas das mais importantes funções dos sistemas de gerenciamento da distribuição, como, por exemplo, o controle Volt/Var.

O estudo desta unidade será, com absoluta certeza, um diferencial na sua formação. Para isso, sugerimos o empenho e dedicação no estudo dos conceitos aqui apresentados, aprofundando sempre que possível estes conceitos na literatura. Bons estudos!

Motivações para a automação do sistema de distribuição de energia

Diálogo aberto

Caro aluno, seja bem-vindo à primeira seção da unidade sobre a automação dos sistemas de distribuição de energia. Este assunto é relativamente novo no contexto de sistemas de energia elétrica, assim, o estudo desta seção será certamente um diferencial na sua formação. Para começar, cabe aqui fazer uma pergunta: Você já ouviu falar de termos como redes inteligentes, ou smart grids? Estes termos se referem à atribuição de uma inteligência às redes de distribuição, aliando uma infraestrutura de equipamentos de ponta com tecnologias de informação para comunicação e controle em tempo real e automatizado, visando promover a melhoria do fornecimento de energia, com economia e sem interrupções. Apesar de o conceito de smart grids ainda não ser consenso dentro do contexto de sistemas de energia elétrica, uma coisa é certa: as redes de distribuição necessitam passar por muitas transformações para fazer parte deste conceito.

Para contextualizar nosso estudo, vamos imaginar a seguinte situação: uma concessionária de distribuição de energia pretende investir em plantas de geração distribuída em alguns pontos da rede primária de distribuição. Ela pretende instalar plantas de geração fotovoltaicas e geradores eólicos para suprir um pouco da demanda local da rede e minimizar a quantidade de energia que demandada da subestação de distribuição. A intenção da empresa é minimizar os custos de compra de energia para entrega ao consumidor final, ou seja, comprar menos energia da transmissão enquanto produz a sua própria energia para ser entregue aos consumidores. Neste contexto, a empresa solicitou a sua consultoria, sendo você um consultor independente na área de energia elétrica. Na primeira etapa do projeto você deve fazer um levantamento geral das vantagens e desvantagens desta iniciativa da concessionária e fazer uma apresentação inicial elencando os passos que serão necessários para fazer o estudo de viabilidade. Como você prepararia esta apresentação? Você consegue elencar as principais vantagens e desvantagens desta iniciativa? Como fazer um estudo de viabilidade?

No decorrer desta seção, apresentaremos os principais conceitos para que você possa concluir este projeto com êxito. Para isso, será necessário seu estudo e dedicação. Além disso, por se tratar de um tema atual, muita coisa pode ser pesquisada por você mesmo, de maneira a aumentar as suas fontes de informação a respeito do tema. Por isso, mãos à obra e bons estudos!

Para entendermos o que significa automatizar o sistema de distribuição de energia precisamos, inicialmente, rever como este sistema se comportou desde a sua concepção até a atualidade. Podemos dizer que os sistemas de distribuição de energia sempre foram passivos, ou seja, tinham a função apenas de transportar, ou melhor dizendo, distribuir a energia elétrica proveniente do sistema interligado aos consumidores (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2007).

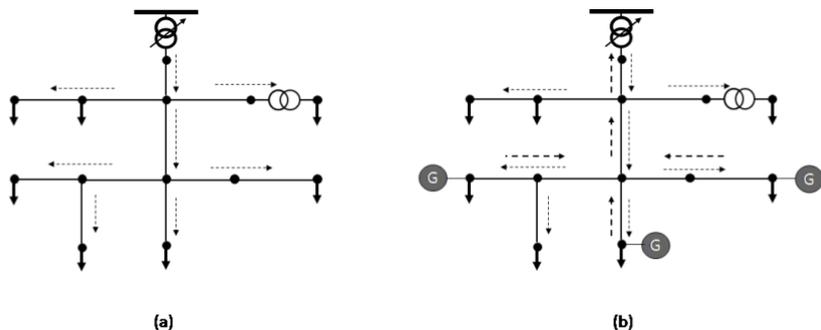
Conforme já vimos anteriormente, a energia elétrica é, tradicionalmente, gerada em usinas centralizadas, transportadas de maneira otimizada por meio de um sistema de transmissão interligado e, posteriormente, entregue aos consumidores. Esta entrega aos consumidores se inicia na subestação de distribuição (subestações primárias) onde a tensão da transmissão é rebaixada para níveis da distribuição primária. Da subestação, partem os alimentadores, que consistem em linhas de distribuição trifásicas, geralmente em tensões acima de 10kV, perfazendo um entroncamento principal de fluxo unidirecional.

A partir deste entroncamento, as ramificações em linhas trifásicas, bifásicas e monofásicas são obtidas, sendo que a tensão pode ser novamente rebaixada aos níveis de consumo comercial e residencial de baixa tensão (abaixo de 1 kV). Este conceito da distribuição predominou durante muito tempo e está ilustrado na Figura 4.1 (a). A subestação alimenta um alimentador que tem ramificações laterais, em cada uma das barras as setas com direção para baixo indicam uma carga, que neste conceito possuem um comportamento bem definido dependendo do tipo de carga (residencial, comercial ou industrial). Os pontos de consumo demandam uma potência drenada da subestação e, portanto, os fluxos de potência (representados pelas setas pontilhadas) são fluxos unidirecionais da subestação para as cargas.

Na concepção dos sistemas de distribuição, conforme mostrado na Figura 4.1(a), a necessidade de automação não é justificada, uma vez que se conhece o comportamento das cargas e dos fluxos de potência nos ramos (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2007). Por exemplo, se alguma falha ocorrer em qualquer uma das barras de carga, esta falha pode ser facilmente identificada por meio de uma investigação topológica da rede com base nas informações dos residentes que forem afetados por esta falha. A operação e manutenção neste caso é simples e direta, onde a equipe de manutenção pode ser mandada diretamente à região de localização da falta para restaurar o sistema em poucos minutos. Contudo, os sistemas de distribuição nos dias de hoje já não seguem mais este conceito, por diversos motivos. A situação atual dos sistemas de distribuição se assemelham mais com o que está

representado na Figura 4.1 (b). Veja que nesta figura mostramos a mesma rede de distribuição com os mesmos pontos de carga representados. No entanto, existe uma importante e significativa diferença em relação à Figura 4.1(a), que se refere à presença de geradores em alguns pontos de consumo. Estes geradores fazem com que os fluxos de potência possam ter o seu sentido revertido, pois as cargas não mais irão demandar a potência utilizada apenas da subestação, mas também da geração local ou próxima. Neste caso, os fluxos de potência em algumas linhas podem assumir dois sentidos, a depender do valor da carga que está sendo demandada e do total de potência elétrica gerada pelos geradores. Estes geradores no nível da distribuição são chamados de geradores distribuídos, podendo ser composto por inúmeros tipos de fontes de energia, renováveis ou não. A geração distribuída compreende pequenas centrais hidrelétricas conectadas à subtransmissão ou mesmo um gerador fotovoltaico conectado em uma residência para suprimento local da demanda.

Figura 4.1 | Mudança no paradigma dos sistemas de distribuição com geração distribuída



Fonte: elaborada pelo autor.



Saiba mais

A resolução normativa da ANEEL de abril de 2012 permite que o brasileiro possa gerar a sua própria energia por meio de fontes de geração e cogeração, entre elas a geração fotovoltaica, que pode ser instalada nas residências ou mesmo em prédios comerciais e industriais. Para saber mais sobre este assunto, sugerimos a leitura da página da ANEEL sobre micro e minigeração distribuída no link a seguir, assim como os documentos pertinentes:

ANEEL. **Geração distribuída**: micro e minigeração distribuída. Atualizado em 15 ago. 2018.

Uma característica importante dos geradores distribuídos diz respeito à intermitência das fontes de geração eólica e fotovoltaica, por exemplo. Nas grandes centrais geradoras conectadas ao sistema interligado, o despacho (distribuição das operações das usinas interligadas para atendimento da demanda) é feito de forma controlada e planejada. Porém, no momento atual é muito difícil controlar a geração das fontes de energia distribuídas ao longo do sistema de distribuição. Isso, principalmente, devido à característica intermitente deste tipo de geração. A geração fotovoltaica e geração eólica, por exemplo, dependem de muitos fatores que se apresentam com uma baixa previsibilidade, e além disso os dados dos geradores distribuídos em cada um dos pontos de conexão nem sempre são conhecidos devido à falta de comunicação entre os pontos de consumo e os centros de controle.

Além dos geradores distribuídos, o comportamento das cargas também passa por modificações ao longo do tempo. Hoje em dia, com a entrada de outros recursos distribuídos ao longo do sistema, o perfil das cargas não é mais tão previsível como antes e impactam diretamente na operação dos sistemas de distribuição. Por exemplo, em alguns países existe uma forte penetração de carros elétricos. Estes, por sua vez, podem se comportar como cargas, quando conectados à rede elétrica para o carregamento, ou mesmo como fontes armazenadoras de energia.

Juntamente com este novo paradigma das redes de distribuição, com geração distribuída e recursos distribuídos, vêm também regulações mais rígidas quanto aos indicadores de atendimento ao consumidor, de forma que as empresas de distribuição podem ser punidas por deixar de fornecer a energia elétrica necessária aos consumidores por um tempo maior que o permitido, sendo estes períodos de não fornecimento bem curtos. Estas normas mais rígidas são difíceis de serem respeitadas se os sistemas de distribuição não passarem por uma modificação, e esta modificação diz respeito a aumentar o monitoramento e a inteligência das redes, automatizando processos que antes eram feitos de forma manual ou semiautomática. Neste contexto surge, então, a necessidade da automação dos sistemas de distribuição de energia.

O caminho para uma rede elétrica mais automatizada devido a mudanças em estrutura e regulação destes sistemas não é algo novo. O próprio sistema de transmissão passou por isso quando da desregulamentação do setor elétrico. Anteriormente, uma única empresa cuidava dos setores de geração, transmissão e distribuição de energia de forma verticalizada, de forma que os sistemas eram projetados para atender à necessidade dos consumidores de uma empresa específica. Porém, com a interligação dos sistemas e desregulamentação do setor, a interoperabilidade se fez necessária de modo a haver grandes investimentos em tecnologia, operação, manutenção, sistemas

de proteção automatizados, etc. No âmbito dos sistemas de distribuição, a desregulamentação do setor também trouxe requisitos de interrupções cada vez menores, o que contribuiu para a alocação de sistemas de proteção mais automatizados, utilizando religadores juntamente com elos fusíveis. No contexto atual, com novas mudanças tanto em âmbito estrutural como em relação a novas regulamentações, a implementação de sistemas de gerenciamento da distribuição em algumas redes de distribuição, com o objetivo de aprimorar a confiabilidade do sistema frente às novas regulamentações, torna-se uma realidade.

Em sistemas elétricos de potência, a hierarquia do controle pode ser dividida em camadas desde os consumidores finais até o nível gerencial da empresa de energia, de forma que a automação dos sistemas traz benefícios diretos nos seguintes aspectos: Redução de necessidade de operação e manutenção, postergação de aumento de capacidade do sistema, melhoria da confiabilidade, novos serviços ao consumidor, melhoria da qualidade de energia e informações detalhadas para engenharia e planejamento da distribuição. De acordo com a camada hierárquica, pode-se afirmar que os benefícios se relacionam conforme mostrado no Quadro 4.1 (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2007).

Quadro 4.1 | Benefícios da automação dos sistemas elétricos de potência por camada hierárquica de controle

Camada hierárquica de controle	Redução de O&M	Postergação do aumento de capacidade da rede	Aumento de Confiabilidade	Novos serviços ao consumidor	Qualidade de Energia	Informações para engenharia e planejamento
Empresa e energia	X			X		X
Transmissão	X	X	X		X	X
Subestação	X	X	X		X	X
Distribuição	X	X	X		X	X
Consumidor	X	X	X	X	X	X

Fonte: Northcote-Green e Wilson (2007, p. 2).



Assimile

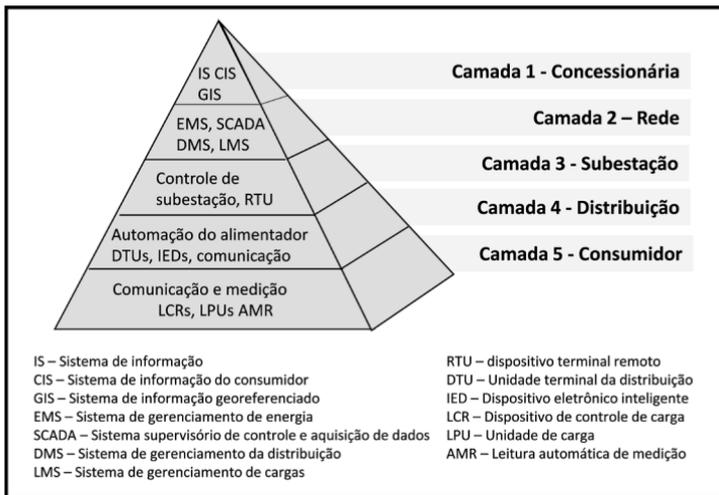
Ao pensar nas camadas hierárquicas de controle podemos definir cada uma em uma estrutura piramidal, conforme a seguir:

- Camada 1 - Empresas de energia: Sendo a camada mais alta, deve prever toda a infraestrutura de TI da empresa, o gerenciamento dos recursos, assim como os sistemas de comercialização de energia.
- Camada 2 - Sistema de transmissão: Nesta camada ocorre o controle otimizado do fluxo de potência na transmissão, incluindo o despacho dos geradores interligados.

- Camada 3 - Subestações de energia: Compreende a automação do controle de chaves e disjuntores na estrutura interna da subestação para manobras.
- Camada 4 - Sistema de distribuição: Compreende as redes de média tensão e reflete a expansão da capacidade de controle em tempo real por meio do monitoramento remoto e automação local dos alimentadores e equipamentos a partir da subestação de distribuição.
- Camada 5 - Consumidor final: compreende a camada inferior relacionada à interface dos sistemas primários de distribuição com o consumidor final. Atualmente, representa uma atividade crescente de aumento na flexibilidade de medições utilizando medidores inteligentes e, assim, permitindo a revisão tarifária, controle de carga, entre outras funções, com a ajuda da tecnologia da informação para comunicação de dados.

A Figura 4.2 mostra um modelo piramidal das camadas de automação, indicando os sistemas ou dispositivos aplicáveis a cada uma das camadas (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2007).

Figura 4.2 | Pirâmide de camadas hierárquicas na automação dos sistemas elétricos de potência



Fonte: adaptada de Northcote-Green e Wilson (2007, p. 10).

Mas afinal, em que consiste fazer a automação dos sistemas de distribuição. Primeiramente, é importante contextualizar que estamos falando de atuar nas camadas 3 e 4 majoritariamente, embora quando se fala em automação da distribuição também se pode incluir a camada 5.

O conceito exato de automação na distribuição não é consenso entre as empresas de energia, mas se pode convencionar que, para que exista de fato a automação do sistema de distribuição, é necessário existir uma infraestrutura de comunicação de dados adequada. O conceito de automação da distribuição pode ser definido com ajuda da conceituação mais básica que se aplica ao mundo da automação, adaptada para a operação dos sistemas de distribuição, e cobre toda a faixa de funções dos sistemas de gerenciamento da distribuição, desde proteção até SCADA e aplicações de tecnologia de informação associadas (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2007).

Do conceito geral de automação, podemos definir que a automação da distribuição consiste em agregar um conjunto de tecnologias que permita à empresa de energia monitorar, coordenar e operar os componentes do sistema de distribuição remotamente e em tempo real. Assim, para que se consiga isso, a infraestrutura de comunicação é essencial.

Envolvendo o conceito de automação da distribuição, podemos citar dois itens (Northcote-Green, J. Wilson, R., 2007): o Sistema de Gerenciamento da Distribuição (ou do inglês Distribution Management Systems – DMS) e os sistemas de automação da distribuição (Distribution automation Systems – DAS). O DMS engloba um sistema bem mais amplo, envolvendo a centralização do gerenciamento da distribuição por meio de um sistema onde poderíamos até mesmo pensar em uma espécie de “sala de operações” como as já existentes para os sistemas de transmissão de energia. Já o DAS diz respeito aos equipamentos que compõem um sistema que pode ser controlado remotamente, como, por exemplo, disjuntores, religadores e seccionadores que permitem a comunicação e operação remota. Logo, envolve a automação local e remota destes dispositivos (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2007).



Refleta

Para implementação das funções da distribuição geridas pelo DMS são necessários os equipamentos que compõem os DAS. Podemos pensar então que o DAS são um subsistema do DAS?

Assim, o caminho para a automatização dos sistemas de distribuição requer, inicialmente, que os dispositivos atendam requisitos básicos, tais como (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2007):

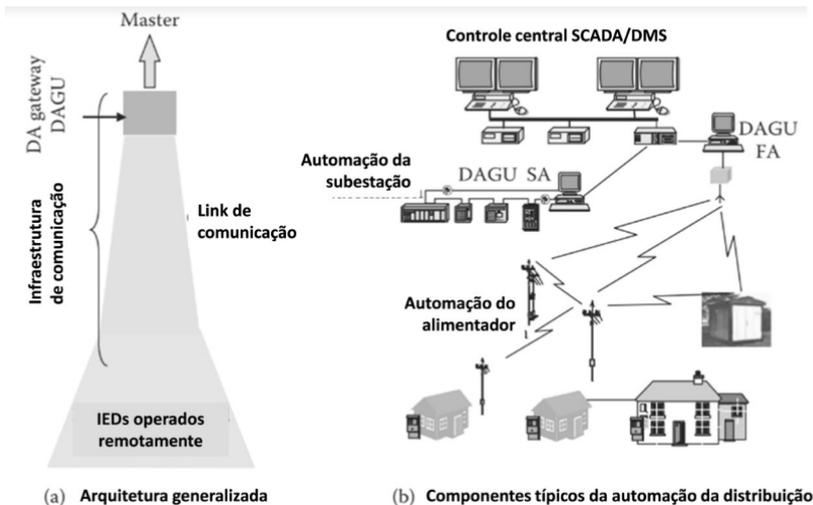
- As chaves devem ter capacidade de ser operadas em modo de controle remoto.
- A tomada de decisão possa ser implementada tanto localmente, em dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs), como de forma

centralizada, em um servidor do sistema de automação da distribuição, em combinação com tomadas de decisões local, remota e remota com intervenção humana.

- A operação local deve ser possível tanto mecanicamente ou por meio de acionadores.

Assim, a arquitetura básica para um sistema de automação da distribuição deve ser concebida conforme mostra a Figura 4.3. Na Figura 4.3 (a), mostra-se uma representação dos principais componentes deste sistema: os dispositivos a serem controlados, a interface de comunicação cabível e o gateway do sistema (DA gateway/ DAGU) cuja função é coletar e direcionar a informação a um mestre no qual o controle central é realizado. Esta estrutura generalizada pode ser melhor visualizada por meio da Figura 4.3 (b), onde visualizamos um controle central realizado em sistema SCADA ou DMS, os gateways que recebem a informação e enviam as informações por meio da infraestrutura de comunicação. Na Figura vemos dois DAGU distintos, sendo um para a automação do alimentador (FA) e um para a automação da subestação (SA).

Figura 4.3 | Estrutura da automação em sistemas de distribuição



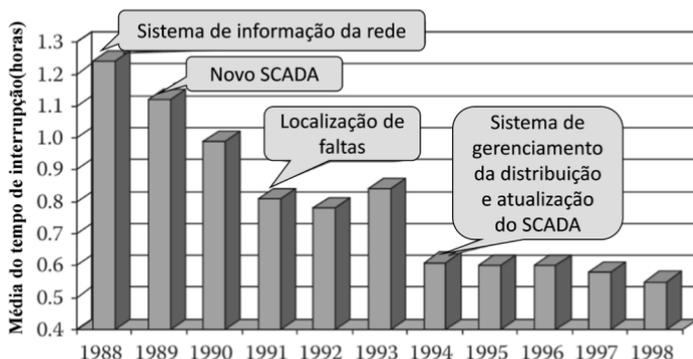
Fonte: adaptado de Northcote-Green e Wilson (2007, p. 19).



Exemplificando

Os benefícios da automação dos sistemas de distribuição são obtidos à medida que novos elementos e funções de automação são adicionados ao sistema. Podemos tomar como exemplo uma rede rural conforme mostrado na Figura 4.4, onde se pode ver que ao longo do tempo novas funções de automação foram implementadas reduzindo assim os tempos de interrupção significativamente em um período avaliado de 10 anos.

Figura 4.4 | Redução do tempo de interrupção médio ao longo do período de 10 anos em uma rede rural



Fonte: adaptada de Northcote-Green e Wilson (2007, p. 4).

Com esta introdução pudemos cobrir os aspectos que justificam a necessidade de realizar a automação nos sistemas de distribuição, e desta forma agora você terá os conhecimentos necessários para avançar seus estudos compreendendo um pouco mais da infraestrutura necessária e das principais funções a serem automatizadas. Estes aspectos serão cobertos nas próximas seções.

Sem medo de errar

Vamos então retomar a situação que apresentamos no início desta seção, em que uma concessionária de distribuição de energia pretende investir em plantas de geração distribuídas em alguns pontos da rede primária de distribuição. O objetivo é fazer a instalação de plantas de geração fotovoltaicas e geradores eólicos para suprir parte da demanda local da rede e minimizar a quantidade de energia que demanda da transmissão, minimizando os custos de comprar energia da transmissão enquanto produz a sua própria energia. O seu trabalho inicial de consultoria visa fazer um levantamento geral das vantagens e desvantagens desta iniciativa da concessionária e fazer uma

apresentação inicial elencando os passos que serão necessários para fazer o estudo de viabilidade.

Você já deve ter concluído que a decisão da concessionária em investir em geração distribuída é uma tendência, mesmo porque hoje os consumidores da rede secundária já podem fazer este investimento instalando painéis fotovoltaicos em suas propriedades. Assim, a iniciativa da concessionária é boa, mas envolve um outro aspecto de investimento, que é a automação do sistema de distribuição.

O motivo disso é que com a entrada de geradores distribuídos na rede, o sentido dos fluxos de potência se alteram, e anteriormente estes fluxos eram bem definidos da subestação para as cargas. No entanto, os fluxos dos geradores distribuídos podem ir em direção à subestação de energia dependendo do total de potência gerada por estas fontes. Uma vez que a maioria de fontes de geração distribuída são intermitentes, é muito difícil prever o comportamento das demandas na rede de distribuição quando se considera as fontes de geração distribuída.

Assim, um dos principais estudos que precisam ser realizados é dos impactos nos fluxos de potência por conta desta nova geração presente na rede. As linhas de distribuição estariam preparadas para um eventual aumento dos fluxos de potência? As coordenações dos elementos de proteção seriam afetadas? E em que intensidade seria este impacto? Estas perguntas precisam ser respondidas para diversos cenários, considerando a localização das fontes de geração distribuída, assim como o tipo, o período, entre outros fatores que precisam ser definidos junto ao seu cliente. Para este estudo os modelos da rede devem ser bem definidos e deve-se utilizar uma ferramenta de fluxo de carga para análise. Mas cuidado: as ferramentas de fluxo de carga devem considerar as diferenças da rede de distribuição com relação às redes de transmissão. Uma sugestão é a utilização do software OpenDSS, que é um software livre dedicado para simulação e análise de redes de distribuição.

Uma vez que esta análise inicial dos impactos for feita, ficará mais claro por onde deve ser iniciada a automatização do sistema de distribuição. É possível que os equipamentos de proteção devam ser trocados na rede, demandando um investimento no qual estes novos dispositivos estejam preparados para a automação de sistemas. Além disso, deve ser prevista novas estratégias de coordenação para a proteção. Uma vez que os equipamentos serão previstos para uma automação do sistema, deve-se atentar para os requisitos básicos para que esta automação possa ser realizada de fato, tais como:

- As chaves devem ter capacidade de serem operadas em modo de controle remoto.
- A tomada de decisão possa ser implementada tanto localmente, em

dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs), como de forma centralizada, em um servidor do sistema de automação da distribuição, em combinação com tomadas de decisões local, remota e remota com intervenção humana.

- A operação local deve ser possível tanto mecanicamente ou por meio de acionadores.

Na sua apresentação estes aspectos devem ser bem elencados, de forma que você já possa começar a obter as informações para a consultoria. Uma boa apresentação irá levar a uma confiabilidade do cliente no seu trabalho. Você deve ser extremamente preciso nas informações de forma a transparecer o seu conhecimento no assunto. Seguindo estas orientações, sua apresentação será certamente um sucesso!

Avançando na prática

Justificando a automação da distribuição em um ambiente com geração distribuída

Descrição da situação-problema

A concessionária de distribuição de energia da região em que você atua procurou os seus serviços de consultoria para analisar um problema que está ocorrendo nas redes de distribuição que são de responsabilidade dela. O que ocorre é que os sistemas de proteção instalados estão deixando de atuar em alguns casos e atuando de forma errada em outros. Entretanto, a concessionária não consegue entender o que ocorre, pois os dispositivos foram analisados individualmente e estão operando de forma correta nos testes individuais. Para que você ajude a concessionária a resolver o problema é necessário que ela forneça um histórico do que foi investido em infraestrutura nos últimos 10 anos. Desta forma, a concessionária passou uma lista das seguintes melhorias realizadas na rede:

- Troca de fusíveis por relês de proteção e religadores;
- Manutenção periódica em transformadores da rede secundária;
- Instalação de geração eólica e fotovoltaica em alguns pontos terminais da rede primária;
- Instalação de duas usinas hidrelétricas de pequeno porte (PCHs) em um dos extremos da rede;

- Instalação de medidores inteligentes nas subestações e nos pontos de consumo industriais.

Com base nestas informações, qual seria o problema para a falha na atuação da proteção? Como você faria para diagnosticar o problema? E para verificar se este é mesmo o problema?

Resolução da situação-problema

Pelos dados fornecidos pela concessionária, a provável causa da operação inadequada da proteção é devido a presença de geração distribuída na rede. Isso porque a geração distribuída instalada pode, em situações de falta, reverter o sentido do fluxo das fontes de geração diretamente para a localização da falta, reduzindo assim a corrente demandada da subestação. Desta forma, a coordenação da proteção fica comprometida: a corrente de falta na parte do alimentador perto da subestação pode não ser suficiente para que a proteção atue, mas a corrente drenada na rede das fontes de geração distribuída até a localização de falta pode ser o suficiente para fazer com que alguns dispositivos de proteção atuem nestas localidades indevidamente. Para analisar melhor o que ocorre, é necessário que a concessionária forneça o histórico das medições de fluxo registradas nos medidores inteligentes e nos relês e religadores que foram instalados na rede, se estes tiverem a funcionalidade de registro de medições. Ao analisar as magnitudes de correntes durante um evento de falta, além de fazer algumas simulações de curto circuito em certas regiões da rede, pode trazer conclusões mais elucidativas. Além disso, esta é uma oportunidade para justificar para a concessionária a necessidade de realizar a automação da distribuição, de forma a coordenar a proteção e as tomadas de decisões de forma mais eficiente.

Faça valer a pena

1. Os geradores conectados ao nível da distribuição são chamados de geradores distribuídos, podendo ser compostos por inúmeros tipos de fontes de energia, renováveis ou não. A geração distribuída compreende pequenas centrais hidrelétricas conectadas à subtransmissão ou mesmo um gerador fotovoltaico conectado em uma residência para suprimento local da demanda.

Das alternativas a seguir, assinale a que corresponde a um impacto da geração distribuída em redes de distribuição.

- a) A necessidade de maior geração despachada por usinas centralizadas.
- b) A inversão da direção dos fluxos de potência nos sistemas de distribuição.
- c) A necessidade de construção de mais linhas de transmissão.

- d) Não é necessário rever as estruturas do sistema de proteção na distribuição.
- e) Melhora a previsibilidade da demanda nas barras do sistema de distribuição.

2. Juntamente com o novo paradigma das redes de distribuição, com _____ e recursos distribuídos, vêm também _____ mais exigentes quanto aos indicadores de atendimento ao consumidor, de forma que as empresas de distribuição podem sofrer _____ por deixar de fornecer a energia elétrica necessária aos consumidores por um tempo maior que o permitido.

Assinale a alternativa que completa corretamente as lacunas.

- a) maior demanda – consumidores – punições.
- b) menor demanda – consumidores – aumento da demanda.
- c) geração distribuída – consumidores – punições.
- d) geração distribuída – regulamentações – punições.
- e) geração distribuída – regulamentações – aumento da demanda.

3. O caminho para a automatização dos sistemas de distribuição requer, inicialmente que os dispositivos atendam requisitos básicos, tais como:

- I. As chaves devem ter capacidade de serem operadas em modo de controle local apenas.
- II. A tomada de decisão possa ser implementada tanto localmente, em dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs), como de forma centralizada em um servidor do sistema de automação da distribuição, em combinação com tomadas de decisões local, remota e remota com intervenção humana.
- III. A operação local deve ser possível tanto mecanicamente ou por meio de acionadores.

Quanto aos requisitos para automação da distribuição, assinale a alternativa correta.

- a) Apenas as alternativas I e II estão corretas.
- b) Apenas as alternativas I e III estão corretas.
- c) Apenas as alternativas II e III estão corretas.
- d) As alternativas I e II e III estão corretas.
- e) Nenhuma alternativa está correta.

Monitoramento das redes de distribuição

Diálogo aberto

Caro aluno, dando continuidade ao nosso estudo sobre a automação dos sistemas de distribuição, iremos agora abordar um assunto muito importante neste tema: o monitoramento das redes de distribuição. Conforme já vimos, este se trata de um dos principais desafios para a mudança esperada nas redes de distribuição, uma vez que o uso de medidores nestes sistemas é bem limitado. Normalmente, as informações da distribuição que são acessadas pelos SEM (*Energy management systems*) nos sistemas de gerenciamento de energia já existentes são aquelas medidas no nível da subestação de distribuição, apenas. Por conta das características bem definidas das redes de distribuição, com um padrão bem definido de cargas e as capacidades das linhas e dos equipamentos bem definidos, as medições se limitam a alguns equipamentos, mas principalmente os equipamentos de proteção de sobrecorrente, cujas medidas são utilizadas para, localmente, fazer operar um dispositivo de proteção, como um disjuntor ou religador. No entanto, as informações destes medidores não são, a priori, comunicados de forma a ser utilizado em um sistema de automação da distribuição.

No entanto, com a entrada dos recursos distribuídos no nível da distribuição, este cenário tem uma forte tendência a ser modificado. E esta modificação já está em curso! Hoje em dia, as novas instalações da baixa tensão já podem contar com medidores eletrônicos no lugar dos antigos medidores eletromecânicos, e estes medidores têm a capacidade de armazenar e transmitir informações em uma base regular de tempo. No entanto, as informações destes medidores não são enviadas a um centro de operação de forma sincronizada, o que dificulta a implementação de soluções em tempo real. Assim, novas opções para garantir a observabilidade da rede devem ser implementadas.

Para contextualizar este estudo, vamos imaginar a situação em que uma concessionária de energia deseja implementar um sistema de gerenciamento da distribuição e, para isso, está disposta a instalar medidores em alguns pontos da rede e investir em tecnologia de comunicação para viabilizar o projeto. Sua tarefa neste projeto é promover uma consultoria indicando quais seriam as possíveis soluções para viabilizar uma informação transmitida e permitir a controlabilidade em tempo real da rede. Na sua consultoria você deve apresentar um relatório completo, contemplando as principais possibilidades para a modernização do sistema de medição na distribuição.

Quais seriam as tendências futuras neste tema? Existem soluções da transmissão que podem ser utilizadas na distribuição?

Para que você possa cumprir esta tarefa com êxito, apresentaremos as bases para um sistema de monitoramento em tempo real na distribuição, falaremos dos tipos de medição encontrados, apresentaremos os medidores inteligentes (Smart Meters) e a possibilidade de uso de medições fasoriais em redes de distribuição.

Esperamos que você se empenhe neste processo de aprendizagem, pois este conteúdo certamente será um diferencial para a sua carreira. Bons estudos!

Não pode faltar

Conforme já falamos em seções anteriores, um dos grandes desafios para se implementar a automação dos sistemas de distribuição diz respeito à observabilidade da rede (MONTICELLI, 1999). O termo “observabilidade” é bastante usual no contexto dos sistemas de gerenciamento da transmissão, principalmente quando se aborda a estimação de estado. Os sistemas de gerenciamento da transmissão utilizam um estimador de estado que, como o próprio nome diz, é responsável por utilizar os dados de medição em tempo real disponíveis da rede e estimar o estado mais provável da rede (magnitudes de tensão e ângulo). Com o valor do estado da rede, pode-se avaliar o estado operativo da rede e tomar as ações restaurativas, quando necessário. Para isso, no entanto, deve-se garantir minimamente a observabilidade da rede, o que em linguagem de estimação de estado significa que deve existir um conjunto mínimo de medidas tal que favoreçam o cálculo das variáveis de estado através da metodologia de estimação de estado escolhida. Contudo, é importante, além de garantir a observabilidade da rede, garantir uma certa redundância no conjunto de medidas de forma a permitir processar os erros grosseiros de medição, eliminando medidas que possam adicionar erros grosseiros ao estado estimado e, muitas vezes, buscando restaurar a observabilidade da rede por meio de pseudomedidas sempre que necessário.

Como se pode ver, o termo observabilidade da rede está diretamente ligado à quantidade e distribuição de medidores e monitores ao longo da rede. Quando falamos de sistemas de transmissão, temos certa segurança em tratar a observabilidade, pois a disponibilidade e redundância no conjunto de medidas (principalmente devido aos dispositivos de proteção eletrônicos presentes) é algo muito comum. No entanto, ao trazer o tema da observabilidade para os sistemas de distribuição de energia elétrica, perceberemos que a coisa fica um pouco complicada devido à baixa disponibilidade e redundância no conjunto de medidas. Para ser mais exato, a maior parte das redes de distribuição possuem medidores garantidos apenas no nível das

subestações de distribuição, e na maioria da rede não existem medidores ou os medidores presentes em certos pontos da rede (normalmente associados à relés de proteção) não comunicam a informação, sendo ela utilizada apenas localmente para a função específica associada ao medidor (como a proteção de sobrecorrente, por exemplo).

Assim, a formação de uma base para a automação da distribuição envolve também preparar as bases para um monitoramento em tempo real do sistema de distribuição. Atualmente, um tema muito recorrente no contexto da automação dos sistemas de distribuição é como, a exemplo dos sistemas de transmissão de energia, implementar estimadores de estado nos sistemas de distribuição para, a partir deles, determinar o estado mais provável da rede e tomar as ações automáticas das funções dos sistemas de gerenciamento da distribuição. Isso, no entanto, não é trivial, uma vez que não somente não existe redundância no conjunto de medidas como também as medidas presentes na rede são escassas, não são em tempo real e dependem de um grande número de pseudomedidas que trazem incertezas grandes para o estado estimado.



Refleta

Tomando como base a falta de medidas para a implementação do estimador de estado nos sistemas de distribuição, quais alternativas podem ser utilizadas para se ter uma visão da operação da rede em tempo real? Seria necessário munir toda a rede de medidores? Como deveria ser feita a estimação de estado? Em quais locais da rede deveriam ser implementados prioritariamente os medidores?

Na prática, dentro do conceito de automação da distribuição existem dois termos que são normalmente utilizados: os Sistemas de Gerenciamento da Distribuição (DMS) e o Sistema de automação da Distribuição (DA) (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2007).



Assimile

O Sistema de Gerenciamento da Distribuição tem o foco em um centro de controle, normalmente implementado em uma sala de controle, que fornece ao operador uma visão geral de operação da rede. Neste centro de controle, as ações de controle remoto e controle local (ou mesmo manual) são monitoradas através de uma interface homem máquina (HMI). Já o conceito de Sistema de Automação da Distribuição se encaixa como um subgrupo do Sistema de Gerenciamento da distribuição, uma vez que diz respeito aos equipamentos instalados ao longo da rede, tendo sua operação realizada local ou remotamente e com a comuni-

cação ou não da informação ao centro de controle. Assim, o sistema de automação da distribuição está relacionada basicamente à formação da infraestrutura de equipamentos e de comunicação, enquanto que o sistema de gerenciamento da distribuição está mais diretamente relacionado ao gerenciamento da informação advinda dos dispositivos e, também, à formação de um banco de dados e do gerenciamento ao acesso à infraestrutura de TI, necessária para comunicação com os dispositivos e garantir a realização adequada das funções da distribuição de maneira local ou remota.

Apesar de o controle local fazer parte das fases de implementação do sistema de automação da distribuição, é inegável que para conseguirmos chegar a uma implementação totalmente automática das funções da distribuição, o desenvolvimento de um sistema de gerenciamento da distribuição é primordial. No entanto, a infraestrutura de medições e de comunicação devem estar bem consolidadas e capazes de adaptar os mais diversos tipos de medição. O controle dos sistemas elétricos de potência, de forma automatizada, deve então prever a centralização onde toda a coordenação da estratégia operacional da rede é conduzida. Mesmo que exista a automação local de alguns dispositivos, os resultados das operações desta automação local deverão ser comunicados a um centro de controle, de forma que as demais decisões sejam tomadas com base no conhecimento do estado de operação da rede, assim como todos os detalhes topológicos da mesma.

Quando falamos de tomada de decisão no controle de sistemas elétricos de potência, devemos saber categorizar os estados operativos deste sistema. A operação dos sistemas de potência requer um balanço entre os requisitos de segurança, economia e qualidade, enquanto que também se entregue a energia elétrica das fontes de geração para atender às demandas de carga no consumo (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2007).

Para entender como a automação dos sistemas de distribuição deve ser implementada, podemos remeter à operação dos sistemas de transmissão, onde existem vantagens sob o aspecto econômico de se monitorar todos os pontos de entrada e saída dos fluxos de potência. Nesta operação, o sistema supervisor de aquisição de dados, também conhecido como SCADA, monitora em tempo real e, juntamente com o avanço nas tecnologias computacionais, permite que as ações de controle e a tomada de decisão sejam implementadas. Neste tipo de operação, as funcionalidades de controle podem ser divididas em três grupos, conforme a seguir (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2007):

- Operação instantânea: Envolve a monitoração em tempo real das demandas de carga do sistema, despacho de geração, fluxos de carga e níveis de tensão nas barras. Os valores monitorados destas variáveis são sempre comparados com os limites operativos e estabelecidos por regulamentos e normas, sendo que qualquer desvio de operação com relação a estes limites deve ter ações tomadas para que se retorne à operação normal do sistema. Neste sentido, deve-se conhecer em que ocasiões o sistema pode ter limites violados de forma a entrar em estado de alerta ou emergência de forma que as ações necessárias e apropriadas sejam devidamente tomadas.

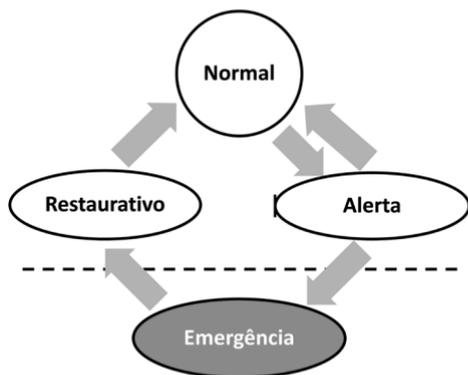


Exemplificando

Como estados operativos de um sistema elétrico de potência podemos tomar por referência os estados conforme ilustrados na Figura 4.5. Em uma operação instantânea, o operador deve tomar as ações necessárias para que o sistema sempre volte para a operação normal. Estes quatro estados têm relação direta com algum evento ocorrido no sistema, de forma que este saia de sua operação normal, que corresponde ao atendimento dos limites de geração e carga, fluxos de potência e níveis de tensão. Se o sistema entra em modo de emergência, significa um colapso resultante da operação em cascata dos equipamentos de proteção, retirando do sistema uma significativa quantidade de geração ou de linhas de transmissão, impedindo o atendimento dos requisitos.

No estado de alerta, é indicado que algum evento ocorreu, mas que existe a possibilidade de tomada de ações para retornar o sistema ao estado normal de operação. Entretanto, alguns eventos podem passar muito rapidamente por este estágio, não permitindo o tempo hábil para que a operação retorne ao estado normal, entrando assim em estado de emergência. A partir do estado de emergência, as ações restaurativas devem ser tomadas de forma que o sistema possa então retornar à condição normal de operação.

Figura 4.5 | Estados de operação do sistema elétrico de potência



Fonte: elaborada pelo autor.

- **Planejamento da operação:** Compreende os planejamentos de curto prazo e longo prazo. Quando nos referimos a períodos de curto prazo, referimo-nos às ações em umas poucas horas, e quando nos referimos ao planejamento de longo prazo, referimo-nos às ações no período de alguns meses. Um dos fatores cruciais para este tipo de planejamento está relacionado a previsões de carga. Nos sistemas de distribuição, a estimativa de previsão de carga, principalmente em cenários atuais de geração distribuída e recursos distribuídos, é algo desafiador, exigindo maior quantidade de monitoramento, não somente nas subestações de distribuição, como também ao longo do alimentador e nos pontos de consumo.
- **Relatório da operação:** O relatório da operação reflete a necessidade de manter um banco com as informações da estatística de performance da operação do sistema, dados sobre distúrbios e faltas, níveis de carregamento, entre outros que são relevantes para as fases de planejamento e outras funções. Por exemplo, as análises realizadas com os dados referentes a um distúrbio passado podem ser de grande utilidade para prever novos distúrbios e, desta forma, tomar as ações necessárias quando ocorrer. Além disso, a comunicação dos índices de qualidade das concessionárias para os órgãos regulatórios é uma exigência legal que deve ser atendida.

Conforme pode ser observado, as funcionalidades de controle divididas nestes três grupos apenas podem ser implementadas em sistemas de distribuição se houver a adequada disponibilidade de medição, não somente no nível da subestação, como também ao longo dos alimentadores e nos pontos de consumo. Ocorre que, devido à natureza passiva dos sistemas de

distribuição, monitoramento que seja capaz de manter a gravação dos dados para posterior uso, ou mesmo dispositivos que comuniquem os dados de medição para serem utilizados pelas concessionárias, é escasso e se limita ao nível da subestação.

Contudo, no presente cenário dos sistemas de distribuição de energia, algumas alternativas às medições convencionais vêm sendo estudadas e implementadas para fins de desenvolvimento de aplicações automáticas para os sistemas de distribuição. Dois tipos de medidores que podem ser de grande valia para realizar a automação dos sistemas de distribuição são os medidores eletrônicos inteligentes (Smart Meters) e o estudo sobre a possibilidade de implementação de medidores fasoriais (micro-PMUs) ao longo da distribuição. A seguir, faremos uma breve abordagem sobre estas iniciativas.

Medidores eletrônicos inteligentes (Smart Meters)

Um dos principais dispositivos para consolidar uma infraestrutura de medição inteligente (AMI e AMR) são os medidores eletrônicos. Estes medidores são utilizados para medição e faturamento de energia principalmente, mas com uma tecnologia que permite a comunicação e o uso de dados com potencial utilização pelas concessionárias de energia para implementação das ações de controle. O uso de medidores inteligentes ao redor do mundo é muito disseminado, sendo ele a base para a promoção do gerenciamento de energia com base em tarifas diferenciadas. Por exemplo, no Reino Unido é possível utilizar um medidor que permite tarifar diferentemente os períodos diurnos e noturnos, atribuindo uma tarifa de energia menor para a utilização em período noturno e maior para período diurno. O uso desta dupla tarifa transfere a utilização de energia elétrica para períodos de baixo consumo, aliviando a demanda em períodos de pico de energia.

No Brasil, de acordo com a ANEEL, o uso da tecnologia de medidores inteligentes ainda é baixo, sendo que a maior parte dos medidores, principalmente os residenciais, são ainda medidores de energia eletromecânicos. Contudo, a nova tecnologia está sendo cada vez mais utilizada e substituindo os antigos medidores à medida que o custo do equipamento eletrônico se torna inferior ao do eletromecânico (LEITE *et al.*, 2012). Aliando isso a novas funcionalidades, que são cada vez mais adquiridas por este tipo de medidor, a convergência para um monitoramento no qual a informação pode ser utilizada para implementar funcionalidades de controle e automação dos sistemas de distribuição se tornam cada vez mais realidade.



Saiba mais

O conceito de Infraestrutura avançada de medição (AMI – *Advanced metering infrastructure*) é importante no contexto de *smart grids*, pois consolidar a infraestrutura de medição é primordial para atribuir a inteligência requerida aos sistemas de distribuição no contexto de uso de fontes renováveis, geração distribuída e recursos distribuídos.

Para saber mais sobre este assunto, sugerimos uma breve leitura da referência conforme indicada a seguir:

ROMANO, R. B. *et al.* **Infraestrutura avançada de medição (AMI)**. dez. 2015.

Medidores fasoriais para distribuição

A tecnologia de sincronofasores foi concebida exclusivamente para monitoramento em tempo real do sistema de transmissão de energia elétrica. Também chamados de medidores PMUs (*Phasor Metering Unit*), este medidor utiliza o sistema GPS como referência para medir os fasores de tensão e correntes com uma extrema precisão para avaliar a estabilidade dos sistemas de transmissão. Com o aumento das incertezas postas pela geração distribuída e recursos distribuídos ao longo dos sistemas de distribuição, é esperado que problemas de instabilidade também possam ocorrer nestas redes, o que levou a um desenvolvimento de PMUs dedicados aos sistemas de distribuição, também chamados de micro-PMUs (von Meier, A., et al., 2015).

Os micro-PMUs são capazes de armazenar, analisar e comunicar medidas fasoriais de tensão e corrente com alta precisão, necessária para as funcionalidades que são requeridas no controle automático dos sistemas de distribuição, podendo contribuir, inclusive, com a implementação de estimadores de estado neste tipo de redes. O dispositivo pode medir os fasores com uma precisão garantida de cerca de 0,05% para as amplitudes e de 0,01 graus para o desvio padrão dos ângulos dos fasores.

Um dos parâmetros importantes para análise da precisão dos fasores é o TVE, que significa *Total Vector Error*, ou erro total do vetor. Este índice indica um raio no qual o posicionamento da ponta do vetor referente ao fasor medido pode se localizar no plano complexo. Para as micro-PMUs desenvolvidas de acordo com o projeto PQube, o valor do TVE é de 0,05% com uma taxa de amostragem alta (VON MEIER *et al.*, 2015). Esta precisão pode ser utilizada para melhorar as funcionalidades do Sistema de gerenciamento da distribuição (ARGHANDEH, 2015; CHEN, 2015).

Assim aluno, nesta seção estudamos as bases para um sistema de monitoramento em tempo real, os tipos de medição encontrados nos sistemas de distribuição, os medidores inteligentes (*Smart Meters*) e as medições fasoriais em redes de distribuição.

Sem medo de errar

Podemos então retomar à situação em que uma concessionária de energia deseja implementar um sistema de gerenciamento da distribuição e, para isso, está disposta a instalar medidores em alguns pontos da rede e investir em tecnologia de comunicação para viabilizar o projeto. Sua tarefa neste projeto é promover uma consultoria indicando quais seriam as possíveis soluções para viabilizar uma informação transmitida e permitir a controlabilidade em tempo real da rede. Na sua consultoria, você deve apresentar um relatório completo, contemplando as principais possibilidades para a modernização do sistema de medição na distribuição.

Inicialmente, é importante que você justifique a necessidade de se aprimorar as bases para implementação de um sistema de monitoramento da distribuição. Pode-se retomar como a supervisão e controle dos sistemas de transmissão é feita, retomando os três principais grupos de funções a serem implementadas, conforme vimos:

- Operação instantânea: Envolve a monitoração em tempo real das demandas de carga do sistema, despacho de geração, fluxos de carga e níveis de tensão nas barras, sendo estes comparados com os limites operativos e estabelecidos por regulamentos e normas, de forma que as ações necessárias e apropriadas sejam devidamente tomadas se o sistema sair do estado normal de operação.
- Planejamento da operação: Compreende os planejamentos de curto prazo (algumas horas) e longo prazo (alguns meses), estando relacionado a previsões de carga, exigindo maior quantidade de monitoramento, não somente nas subestações de distribuição, como também ao longo do alimentador e nos pontos de consumo.
- Reporte da operação: Reflete a necessidade de manter um banco com as informações da estatística de performance da operação do sistema, dados sobre distúrbios e faltas, níveis de carregamento, entre outros que são relevantes para as fases de planejamento e outras funções.

Assim, a implementação da operação instantânea, do planejamento da operação e incluindo o reporte da operação, só pode ser implementada se o nível de observabilidade da rede for aumentada por meio de medidores e infraestrutura de comunicação para comunicar os dados devidamente ao

sistema de gerenciamento da distribuição. Algumas formas de fazer isso é por meio do uso de medidores inteligentes, os chamados *smart meters*, e também se pode utilizar medidores fasoriais específicos para sistemas de distribuição, de forma a ampliar a quantidade de informação em tempo real e auxiliar no controle de estabilidade deste tipo de redes.

Apresentando esta análise no seu relatório, a sua tarefa estará concluída com sucesso!

Avançando na prática

Análise de perturbações do tipo N-1 em sistemas de gerenciamento da distribuição

Descrição da situação-problema

Imagine que você presta consultoria sobre automação de sistemas elétricos de potência e está auxiliando uma concessionária a implementar um sistema de análise de redes de distribuição. Neste trabalho, a concessionária de energia solicitou uma funcionalidade a mais no software de análise no qual você está trabalhando. O cliente solicitou que fosse inclusa a funcionalidade de análise de contingências N-1 para qualquer rede genérica de distribuição que fosse modelada na entrada de dados do software, incluindo como retorno uma lista de piores contingências para priorização de ações. Levando esta solicitação em consideração, como você incluiria esta funcionalidade? Como faria para determinar uma lista que mostrasse as piores contingências?

Resolução da situação-problema

Esta solicitação do cliente é muito comum na maioria dos analisadores de rede disponíveis no mercado para sistemas de transmissão de energia. Assim, para auxiliá-lo nesta tarefa, devemos retormar como ocorre esta funcionalidade nestes tipos de analisadores. Estes analisadores contam com a funcionalidade de análises de contingências N-1. Este tipo de contingência diz respeito à operação da rede quando um equipamento é desligado, por exemplo, quando uma linha de transmissão é desconectada ou mesmo quando um gerador sai de operação. A ideia deste tipo de análise é modelar a rede em um ambiente de estudo sem um dos equipamentos e, posteriormente, obter o estado operativo do equipamento. Para isso, uma ferramenta de cálculo de fluxo de carga é essencial. Mas para a categorização de como esta saída de um equipamento pode afetar a rede como um todo, apenas a

simulação de fluxo de carga não basta. Deve-se, para cada simulação realizada, fazer também uma análise de como a rede se comporta, como será o comportamento da proteção, além de estabelecer que tipo de medidas são as mais críticas para que cada uma das contingências possam ser identificadas. Além disso, deve-se analisar o limite térmico das linhas, pois com a saída de uma linha de transmissão de operação, por exemplo, é possível que o fluxo de potência adicional em outras linhas viole o limite térmico destas linhas. Em sistemas de distribuição, é comum que a saída de uma linha de operação seja responsável por tirar toda uma região de atendimento da concessionária de operação, pois as redes de distribuição são, em sua maioria, de topologia radial. Uma ideia de categorizar as piores contingências é indicar quando esta contingência viola tanto a estabilidade de tensão quanto o limite térmico das linhas, de forma quantizada, ou seja, as contingências que levam a uma retirada de uma grande parte da rede de operação podem ser consideradas como as piores. Implementando esta funcionalidade junto ao seu cliente, sua tarefa estará concluída com sucesso.

Faça valer a pena

1. Um dos grandes desafios para se implementar a automação dos sistemas de distribuição diz respeito à observabilidade da rede. Os sistemas de distribuição não são totalmente observáveis, de forma que o caminho para os chamados smart grids, ou redes inteligentes, passa obrigatoriamente por aumentar a observabilidade dos sistemas de distribuição.

Assinale a alternativa que define a observabilidade conforme o texto.

- a) Pessoas observando a operação da rede.
- b) A capacidade de um medidor instalado na subestação de definir o perfil de consumo da rede.
- c) O mapeamento das redes de distribuição por meio de drones.
- d) A disponibilidade de medidores e informações acerca da rede que permitam o cálculo das demais variáveis da rede em tempo real.
- e) A disponibilidade de pessoal qualificado para analisar os diagramas esquemáticos e interpretá-los.

2. Os micro-PMUs são capazes de _____, analisar e comunicar medidas forosais de _____ com _____, necessária para as funcionalidades que são requeridas no controle automático dos sistemas de _____, podendo contribuir, inclusive, com a implementação de estimadores de estado neste tipo de redes.

Assinale a alternativa que completa adequadamente as lacunas.

- a) armazenar – tensão e corrente – alta precisão – transmissão.
- b) armazenar – potência ativa e reativa – alta precisão - transmissão
- c) armazenar – tensão e corrente – alta precisão – distribuição.
- d) armazenar – tensão e corrente – baixa precisão – distribuição.
- e) armazenar – potência ativa e reativa – baixa precisão – distribuição.

3. O centro de controle da transmissão normalmente é implementado em uma sala de controle, que fornece ao operador uma visão geral de operação da rede. Neste centro de controle, as ações de controle remoto e controle local (ou mesmo manual) são monitoradas através de uma interface homem-máquina (HMI).

O equivalente ao centro de controle para os sistemas de distribuição é chamado de:

- a) Sistema de automação da distribuição.
- b) Sistema de gerenciamento da distribuição.
- c) Sistema de análise de distúrbios e faltas.
- d) Sala de controle e análise de estabilidade de rede.
- e) Subestação automática.

O sistema de gerenciamento da distribuição e suas funções

Diálogo aberto

Nas últimas seções começamos a diferenciar os Sistemas de gerenciamento da distribuição dos sistemas de automação da distribuição. Nesta seção, abordaremos com mais detalhes o Sistema de Gerenciamento da Distribuição, que consistem em uma espécie de centro de controle da distribuição. Falaremos um pouco sobre algumas das aplicações que podem ser implementadas e automatizadas de forma a promover a melhoria da operação da rede em um ambiente com geradores distribuídos e recursos distribuídos. Assim, abordaremos, nesta seção, as funções básicas de um sistema de gerenciamento da distribuição, tais como o controle de eventos e faltas, o controle Volt/Var e o controle de tensão em redes de distribuição

Para contextualizar o nosso estudo, vamos imaginar que uma concessionária de distribuição de energia deseja fazer um controle de tensão na rede de distribuição da qual ela é responsável. Esta concessionária contratou os seus serviços de consultoria e deseja saber onde colocar os equipamentos que ela dispõe para fazer o melhor ajuste das tensões no alimentador. Estes equipamentos que a empresa dispõe são reguladores de tensão e bancos de capacitores. Contudo, o objetivo deles é que estes dispositivos sejam controlados remotamente em um centro de operação do sistema de distribuição. Sua tarefa é indicar qual o tipo de aplicação que deve ser implementada no centro de operação para realizar esta tarefa.

Que tipo de aplicação da distribuição realiza o controle de tensão ao longo do alimentador? É possível utilizar estes dois dispositivos em conjunto para esta finalidade?

No decorrer desta seção, você obterá os conhecimentos necessários para realizar a sua tarefa com êxito, no entanto, será necessária sua dedicação e empenho em conhecer estes novos conceitos, que certamente serão um diferencial para a sua carreira. Bons estudos!

Não pode faltar

Nas seções anteriores, vimos que para implementar um sistema de gerenciamento da distribuição (DMS) é importante que as bases de monitoramento e a infraestrutura de comunicação estejam bem definidas. Em outras

palavras, deve-se consolidar um sistema SCADA que permita o processamento das informações e a implementação das funções do DMS.



Assimile

Em termos gerais, um sistema SCADA moderno deve compreender as seguintes aplicações:

- Aquisição de dados
- Monitoramento e processamento de eventos
- Controle
- Armazenamento e análise de dados
- Aplicações de suporte à tomada de decisões
- Relatórios

No que tange ao DMS, as aplicações de suporte à tomada de decisões compreendem uma série de funcionalidades que permitem manter o sistema operando de forma confiável e fornecendo a energia dentro dos padrões de qualidade necessários. Isso significa minimizar as ocorrências de eventos indesejáveis, assim como o tempo de permanência destes eventos, além de manter os níveis de tensão e frequência da rede dentro dos limites aceitáveis.

De forma a fornecer o suporte necessário às tomadas de decisão para as atividades de operação e manutenção, as soluções do DMS devem prever o suporte à visualização da rede, assim como as ferramentas necessárias para a visualização da mesma, aplicações para ações analíticas e de remediação, ferramentas de planejamento, esquemas de proteção, entre outras subfunções que delinearemos a seguir.

Análise de conectividade da rede

As redes de distribuição normalmente abrangem uma área muito grande, distribuindo a potência para diferentes consumidores em diferentes níveis de tensão. Desta forma, é desejável que exista uma interface amigável ao operador de forma georreferenciada, de forma a localizar as fontes de energia (subestação e geração distribuída quando houver) e as cargas da rede. Esta tarefa é por muitas vezes difícil e a funcionalidade existente nos sistemas SCADA somente não atendem aos requisitos operacionais (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2007).

A análise de conectividade é uma funcionalidade específica para operadores que ajuda o mesmo a identificar e localizar uma parte da rede ou um determinado elemento da rede com mais facilidade. Ela faz a análise requerida e mostra a alimentação para vários pontos de carga. Baseado no status de todas

as chaves da rede e dispositivos que afetam a topologia da rede modelada, a topologia corrente da rede é determinada. Esta funcionalidade também auxilia o operador em conhecer o estado operativo da rede de distribuição, indicando quando a rede é radial ou malhada, ou se existem paralelismos.

Segurança para manutenção

Uma das atividades realizadas na manutenção dos equipamentos e da rede de distribuição como um todo diz respeito ao chaveamento adequado de forma a isolar a parte da rede que deve passar pela manutenção. Os sistemas de gerenciamento da distribuição devem dar suporte a esta ação, de forma a validar as programações de chaveamento utilizando o modelo da rede. A programação dos chaveamentos pode combinar operações de chaveamentos remotos e manuais (*on-site*). Quando a parte da rede que deve passar por manutenção estiver totalmente segura, o sistema emite uma permissão para iniciar o trabalho e, ao final do trabalho de manutenção, facilita a restauração do arranjo normal de operação, chaveando novamente os componentes de forma segura. O modelo de conectividade da rede e os diagramas associados a este modelo devem sempre ser mantidos atualizados.

Estimador de estado

O estimador de estado é uma parte integral dos sistemas de monitoramento e controle para os sistemas de transmissão. Esta ferramenta tem o objetivo de obter um estado confiável para as tensões complexas do sistema baseado na informação de medidas disponíveis na rede. A informação do estimador de estado é utilizada pelos centros de controles e servidores de base de dados ao longo da rede. As variáveis de interesse são indicativas de parâmetros como os limites de operação, a saúde dos equipamentos e determinam se deve ou não haver a intervenção do operador na operação da rede. Os estimadores de estado permitem o cálculo destas variáveis de interesse com uma alta confiabilidade apesar do fato de que as medidas existentes na rede podem conter erros ou serem perdidas.

No entanto, para que a partir das medidas o estimador possa contribuir para a estimação de estado é desejável que as mesmas sejam sincronizadas em tempo real. Os algoritmos consideram, ainda, a presença de medidas espúrias. Em um sistema elétrico típico, o estado é quase estático, de forma que as constantes de tempo são suficientemente rápidas de forma que as dinâmicas do sistema não interfiram no uso do resultado final. Desta forma, o estimador de estado estima o estado em momentos pré-determinados em sequência e os resultados da estimação podem ser utilizados por

outras ferramentas do DMS, como, por exemplo, em uma análise de fluxo de carga, em uma análise de contingência e outras aplicações. O grande desafio para utilização da estimação de estado na distribuição é a redundância no conjunto de medidas, que requer um maior número de pseudomedidas e consequentemente limita a aplicação em funções de tempo real. Além disso, outros desafios também são encontrados, como, por exemplo, encontrar a melhor alternativa dentre os métodos de solução que poderiam ser aplicados em sistemas de distribuição.



Exemplificando

Quando comparamos os sistemas de transmissão com os sistemas de distribuição, perceberemos claras diferenças que impedem que os métodos comumente utilizados de estimação de estado na transmissão possam ser utilizados em sistemas de distribuição. Por exemplo, a relação XR das linhas de transmissão são geralmente altas, o que permite o uso de métodos desacoplados rápidos. Em sistemas de distribuição, as relações são menores e influenciam no resultado final. Além disso, em sistemas de transmissão, tem-se linhas equilibradas de forma que os métodos podem utilizar apenas o modelo unifilar (sequência positiva) da rede, mas, em sistemas de distribuição, o desbalanço de cargas e parâmetros requer que os modelos dos componentes da rede sejam trifásicos.

Aplicações de fluxo de carga

O estudo do fluxo de carga é uma importante ferramenta de análise numérica aplicada a sistemas de energia. O fluxo de carga utiliza notações simplificadas, como o diagrama unifilar, e foca em várias formas de potência AC ao invés de tensões e correntes. Ele analisa os sistemas de potência em regime permanente de operação com o objetivo de obter os valores de tensão e ângulo nas barras e os fluxos de potência nos ramos com base nas potências ativas e reativas em cada barra do sistema, sejam elas provenientes de cargas ou geradores.

Uma vez que este é um problema não linear, são necessários métodos numéricos apropriados para obter a solução dentro de uma tolerância aceitável. Os modelos das cargas precisam ser automaticamente calculados para corresponder aos valores medidos ou estimados. Para isso, é necessário definir o tipo de consumidor, os perfis de carga e outras informações pertinentes para distribuir a carga em cada transformador da distribuição e ao longo dos alimentadores. Este tipo de estudo é importante em planejamento de futura expansão da rede, assim como em determinar a melhor operação para um sistema existente (Northcote-Green, J. Wilson, R., 2007).

Controle Volt-VAR

O controle Volt-VAR se refere ao processo de gerenciar os níveis de tensão e potência reativa ao longo do alimentador de distribuição. Estas quantidades são controladas, pois existe uma relação entre o fluxo de potência reativa nas linhas com as quedas de tensão nestas linhas. Os equipamentos que injetam potência reativa na rede podem ser controlados de forma a minimizar estas quedas de tensão, além dos equipamentos já existentes que controlam os níveis de tensão no alimentador, como os reguladores de tensão, por exemplo (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2007).

Existem basicamente três formas de fazer o gerenciamento na rede de distribuição. Uma delas, conforme já falamos, é por meio do regulador de tensão. As outras duas são os transformadores LTC (Load Tap Changers) e os bancos de capacitores. Os reguladores de tensão e os LTCs são basicamente transformadores que variam o tap para regular a tensão em seu secundário. Os bancos de capacitores fazem a injeção de potência reativa na rede, sendo eles o meio pelo qual o controle Volt-VAR é de fato realizado, pois, uma vez conectados à rede e entregando potência reativa de forma controlada, pode elevar o perfil de tensão ou abaixar. Com a inserção de fontes de geração distribuída e a inclusão de inversores, outras formas de injeção de potência reativa controlada poderão ser possíveis, e este tipo de controle ajuda na mitigação de sub ou sobretensões. Adicionalmente, a injeção de potência reativa é benéfica no sentido de equilibrar a corrente reativa demandada pelas cargas, desta forma minimizando os efeitos joule em equipamentos da distribuição.

Aplicações de corte de carga

Nos sistemas de distribuição, o corte de carga pode ocorrer devido às instabilidades ou condições imprevistas devido às características inerentes ao sistema, tais como os múltiplos pontos de injeção de carga e a demanda fluante. As instabilidades ocorrem normalmente devido a oscilações devido a faltas e falhas de esquema de proteção. Um esquema de corte de cargas e restauração é vital para uma situação em que o sistema passe de uma operação normal para um estado de emergência.

A automatização do esquema de corte de cargas inclui a detecção das condições limites em que a rede de distribuição precisa realizar um conjunto de ações, como, por exemplo, abrir ou fechar as chaves de alimentadores não críticos, reconfigurar a rede ou realizar um controle de tap de transformadores. Quando o sistema de distribuição é muito grande e complexo, as ações de emergência tomadas reduzem a propagação de distúrbios ou as consequências indesejáveis em outras partes da rede. Se o esquema não for automatizado, o operador deve ser suprido de toda informação necessária

para realizar a intervenção de forma manual. Isso por que se as devidas ações não forem imediatamente tomadas, o efeito em cascata dos eventos pode ter consequências mais catastróficas.

Já se o sistema for automatizado, o DMS prevê um módulo de aplicação para corte de cargas e restauração em casos de operação em condições de emergência para o controle requerido pela concessionária. A aplicação deve cobrir várias atividades, como “Corte de carga em subfrequência, corte de carga baseado em violações de limites e período do dia, que são usualmente feitas pelo operador (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2007).

Gerenciamento de faltas e restauração do sistema

A confiabilidade e qualidade do suprimento de energia é um parâmetro que deve ser assegurado pela concessionária. Assim, ela deve reduzir ao máximo a duração dos períodos de interrupção de forma a atender os índices de qualidade requeridos. Assim, um esquema automatizado de gerenciamento de faltas é de extrema importância. Os dois requisitos mínimos deste sistema são: gerenciamento de chaveamentos e plano de reconfiguração.

O DMS recebe a informação de falta do SCADA e processa para identificação da falta e roda a aplicação para abertura de chaves, os resultados são convertidos para o plano de ação da aplicação. Esta ação inclui o chaveamento ON-OFF dos disjuntores e seccionalizadores. Os planos de ações devem ser inicialmente verificados em um modo de estudo que deve ser fornecido na funcionalidade. Baseado na configuração, o gerenciamento pode ser manual ou automático.

Balanco de carga via reconfiguração de rede

Balanco de carga por meio da reconfiguração do alimentador é uma aplicação essencial para as concessionárias onde elas possuem múltiplos alimentadores atendendo a uma área muito congestionada. Para fazer o balanço de cargas na rede o operador redireciona das cargas para outras partes da rede. Um esquema de gerenciamento de cargas no alimentador é necessário para permitir que a entrega de energia seja coordenada no sistema de distribuição, identificando áreas de interesse em que o operador deve ser advertido a focar a atenção de forma eficiente. Isso permite uma correção mais rápida de problemas existentes e abre a possibilidade de evitar problemas futuros, levando ao aumento da confiabilidade e melhora da performance da rede.

A reconfiguração do alimentador também pode ser utilizada para reduzir perdas, uma vez que os alimentadores possuem restrições operacionais, e quando operadas perto do limite de capacidade apresentam maiores perdas. A reconfiguração auxilia no alívio de fluxo de carga e torna a operação mais eficiente neste sentido. O DMS pode utilizar o gerenciamento de chaveamento para realizar esta tarefa, juntamente com os estudos fornecidos por um fluxo de carga ótimo.



Refleta

Com que frequência a reconfiguração de redes em um sistema de distribuição seria o mais recomendado? Quais as consequências benéficas e pontos positivos deste tipo de ação na rede?

Previsão de cargas

A previsão de cargas em sistemas de distribuição fornece uma interface estruturada para criar, gerenciar e analisar as previsões de carga. Os modelos precisos para previsão de cargas são essenciais para a operação e planejamento de uma concessionária. Ela ajuda a concessionária a tomar importantes decisões, incluindo a decisão sobre a necessidade de comprar energia elétrica de outras empresas, realizar o chaveamento e mudança de configuração de rede, e também planejar o desenvolvimento e investimentos futuros na infraestrutura.

A previsão de carga é classificada em termos de diferentes durações de planejamento. Os planejamentos de curto prazo contemplam a previsão de carga em um período de um dia. Para planejamentos de médio prazo, utiliza-se o horizonte de um dia a um ano. Os planejamentos de longo prazo se baseiam em um horizonte de um a 10 anos. Para estimar a carga precisamente em um ano, deve-se considerar vários fatores, como clima, radiação solar, população, renda per capita de consumidores residenciais, entre outros fatores.

Existem vários modelos preditivos que têm sido explorados e desenvolvidos como regressão múltipla, mínimos quadrados ponderados, métodos adaptativos, métodos estocásticos em séries temporais, lógicas *fuzzy* e de redes neurais, entre outros.

A previsão de cargas em sistemas de distribuição fornece uma agregação de dados e uma capacidade de previsão que é configurada para atender aos requisitos atuais e adaptar a concessionária em atender requisitos futuros, devendo ter a capacidade de produzir estimativas precisas de carga.



Saiba mais

O IEC 61968 é um padrão sendo desenvolvido em um dos grupos de trabalho do comitê técnico 57 do IEC e define os padrões de troca de informações entre as aplicações dos sistemas de distribuição. O objetivo é de dar suporte à integração das interaplicações da concessionária, que precisa coletar os dados em diferentes aplicações que podem ser tidas como novas ou legadas. Para saber mais sobre este assunto, sugerimos a leitura a seguir:

INTERNATIONAL STANDARD. IEC 61968-3. International Electrotechnical Commission. **Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management - Part 3: Interface for network operations.** 2004-03.

Assim, nesta seção estudamos Funções básicas de um sistema de gerenciamento da distribuição, Controle de eventos e faltas Controle Volt/Var e Controle de tensão em redes de distribuição.

Sem medo de errar

Podemos agora retomar a situação em que a concessionária deseja fazer um controle de tensão na rede de distribuição sob sua responsabilidade, de forma que você foi então contratado para prestar serviços de consultoria e sobre a alocação dos equipamentos que ela dispõe para fazer o melhor ajuste das tensões no alimentador. É de seu conhecimento que a empresa dispõe de reguladores de tensão e bancos de capacitores e ainda lhe foi informado que o objetivo deles é que estes dispositivos sejam controlados remotamente em um centro de operação do sistema de distribuição. Sua tarefa é indicar qual o tipo de aplicação que deve ser implementada no centro de operação para realizar esta tarefa.

Com base nas informações que lhe foram passadas, é possível concluir que o que a empresa deseja implementar é um controle Volt-VAR de forma remota utilizando um Sistema de Gerenciamento da Distribuição.

O controle Volt-VAR gerencia os níveis de tensão e potência reativa ao longo do alimentador de distribuição, uma vez que sabemos que existe uma relação entre o fluxo de potência reativa no alimentador com as quedas de tensão nestes. Para fazer o gerenciamento destas variáveis na rede de distribuição, uma das formas é utilizar reguladores de tensão. As outras duas formas consistem na utilização de transformadores LTC (Load Tap Changers) e bancos de capacitores. Os bancos de capacitores, especificamente, são

equipamentos que injetam potência reativa na rede, podem ser controlados de forma a minimizar estas quedas de tensão, além dos equipamentos já existentes que controlam os níveis de tensão no alimentador. Os reguladores de tensão e os LTCs são basicamente transformadores que variam o tap para regular a tensão em seu secundário. Uma vez que os bancos de capacitores podem fazer a injeção de potência reativa na rede, podemos utilizar estes equipamentos para fazer o controle Volt-VAR no sistema de distribuição, pois, uma vez conectados à rede e entregando potência reativa de forma controlada, pode elevar o perfil de tensão ou abaixar. Além disso, conforme já vimos, utilizando de forma controlada as fontes de geração distribuída com inversores, as injeções de potência reativa controlada poderão ser possíveis, e este tipo de controle ajuda na mitigação de sub ou sobretensões. Adicionalmente, a injeção de potência reativa é benéfica no sentido de equilibrar a corrente reativa demandada pelas cargas e desta forma minimizando os efeitos joule em equipamentos da distribuição.

Para implementar o esquema de controle Volt-VAR da forma como requerida pela concessionária, uma sugestão é realizar os seguintes passos para identificação do problema e implementação do sistema:

1. Identificar quais e quantos equipamentos que possam ser controlados remotamente a empresa possui (Reguladores de tensão, LTCs e Bancos de capacitores).
2. Identificar qual a infraestrutura de comunicação que a empresa dispõe para realizar a comunicação da informação destes equipamentos. Caso a empresa não possua infraestrutura de comunicação, deverá investir nisso.
3. Identificar se a empresa possui outros equipamentos que possam injetar potência reativa na rede já instalados ou não.
4. Fazer um estudo de otimização para identificar a alocação ótima dos equipamentos ao longo da rede.
5. Implementar um sistema de controle ótimo com os dados recebidos dos equipamentos no sistema SCADA ou equivalente.

Seguindo estes passos e apresentando um plano de ação para a concessionária, certamente ela irá constatar que você tem o *know-how* necessário para realizar os trabalhos requeridos e, assim, a sua tarefa estará concluída com êxito.

Utilização de funções da distribuição para tomadas de decisão sobre compra de energia

Descrição da situação-problema

Uma concessionária de distribuição deseja rever o planejamento de compra de energia para os próximos meses. Para isso, ela deseja implementar um sistema de gerenciamento da distribuição que contemple as principais funções para tomadas de decisão em planejamentos futuros. Como você é um profissional que presta serviços nesta área, a empresa solicitou uma proposta de um sistema de gerenciamento da distribuição, indicando quais as aplicações que devem ser essenciais. Como você ajudaria a empresa a implementar este sistema de gerenciamento? Que tipo de informações são necessárias inicialmente? Quais as funções que poderiam ajudar a concessionária no planejamento de curto e médio prazo?

Resolução da situação-problema

Para implementar um sistema de gerenciamento da distribuição (DMS) é importante que as bases de monitoramento e a infraestrutura de comunicação estejam bem definidas, ou seja, deve-se consolidar um sistema SCADA que permita o processamento das informações e a implementação das funções do DMS. Após esta etapa será possível implementar as funcionalidades de análise do sistema de distribuição, assim como as funções que envolvem o controle da rede.

No que tange ao DMS, as aplicações de suporte à tomada de decisões compreendem uma série de funcionalidades que permitem manter o sistema, operando de forma confiável e fornecendo a energia dentro dos padrões de qualidade necessários.

As soluções do DMS devem prever o suporte à visualização da rede, assim como as ferramentas necessárias para a visualização da mesma, aplicações para ações analíticas e de remediação, ferramentas de planejamento, esquemas de proteção, entre outras subfunções.

Algumas das principais funções para automação da distribuição são as seguintes:

- Análise de conectividade da rede
- Segurança para manutenção

- Estimador de estado
- Aplicações de fluxo de carga
- Controle Volt-VAR
- Aplicações de corte de carga
- Gerenciamento de faltas e restauração do sistema
- Balanço de carga via reconfiguração de rede

Logicamente que a implementação das funcionalidades deve ser definida de acordo com as necessidades de análise da concessionária, buscando otimizar o investimento da mesma em uma relação custo-benefício adequada.

Faça valer a pena

1. Para implementar um sistema de gerenciamento da distribuição (DMS) é importante que as bases de monitoramento e a infraestrutura de comunicação estejam bem definidas. Em outras palavras, deve-se consolidar um sistema SCADA que permita o processamento das informações e a implementação das funções do DMS.

Assinale a alternativa que apresenta os requisitos para implementação de um sistema SCADA.

- Aquisição de dados, cálculo de curto-circuito, controle, armazenamento e análise de dados, aplicações de suporte à tomada de decisões e relatórios.
- Aquisição de dados, monitoramento e processamento de eventos, controle, armazenamento e análise de dados, aplicações de suporte à tomada de decisões e relatórios.
- Aquisição de dados, monitoramento e processamento de eventos, fluxo de carga, armazenamento e análise de dados, aplicações de suporte à tomada de decisões e relatórios.
- Aquisição de dados, cálculo de curto circuito, fluxo de carga, armazenamento e análise de dados, aplicações de suporte à tomada de decisões e relatórios.
- Aquisição de dados, cálculo de curto circuito, fluxo de carga, análise de estabilidade de tensão, aplicações de suporte à tomada de decisões e reporte.

2. Nos sistemas de distribuição, _____ pode ocorrer devido às instabilidades ou condições imprevistas devido às características inerentes ao sistema, tais como os _____ e a demanda flutuante. As instabilidades ocorrem normalmente devido a _____ devido a faltas e falhas de esquema de proteção.

Assinale a alternativa que completa corretamente as lacunas.

- o cálculo de curto circuito - múltiplos pontos de injeção de carga – oscilações.
- o corte de carga - múltiplos pontos de injeção de carga – oscilações.

- c) a previsão de cargas - múltiplos pontos de medição – sobrecorrentes.
- d) a estimação de estado- múltiplos pontos de medição – sobrecorrentes.
- e) o controle Volt-VAR - múltiplos pontos de medição – oscilações.

3. Considerando um esquema de corte de cargas no sistema de distribuição, quando a rede é muito grande e complexa, as ações de emergência tomadas _____ a propagação de distúrbios ou as consequências indesejáveis em outras partes da rede. Em esquemas _____, o operador deve ser suprido de _____ necessária para realizar a intervenção de forma manual. Isso porque se as devidas ações não forem tomadas _____ o efeito em cascata dos eventos pode ter consequências mais catastróficas.

Assinale a alternativa que completa corretamente as lacunas.

- a) Aumentam - não automatizados - toda informação – imediatamente.
- b) Aumentam - automatizados - toda informação -no mesmo dia.
- c) Reduzem - não automatizados - toda informação – imediatamente.
- d) Reduzem - automatizados - toda informação – imediatamente.
- e) Reduzem - não automatizados - pouca informação - no mesmo dia.

ANEEL. **Micro e minigeração distribuída**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Acesso em: 09 dez. 2018.

ARGHANDEH, R.; GAHR, M.; VON MEIER, A.; CAVRARO, G.; RUH, M. Andersson, G. Topology detection in microgrids with micro-synchrophasors, 2015. **IEEE Power & Energy Society General Meeting**. Denver, CO, 2015, p. 1-5.

CHEN, X.; TSENG, K. J.; AMARATUNGA, G. State estimation for distribution systems using micro-synchrophasors, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2015. **IEEE PES Asia-Pacific**. Brisbane, QLD, 2015, p. 1-5.

INTERNATIONAL STANDARD. IEC 61968-3. International Electrotechnical Commission. **Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management - Part 3: Interface for network operations**. 2004-03. Disponível em: <https://www.sis.se/api/document/preview/566571/>. Acesso em: 7 jun. 2019.

LEITE, D. R. V.; LAMIN, H.; ALBUQUERQUE, J. M. C. de; CAMARGO, I. M. T., Regulatory impact analysis of smart meters implementation in Brazil, 2012. **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)**. Washington, DC, 2012, p. 1-8.

MONTICELLI, A. State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach. **Springer Science & Business Media**, 1999.

NORTHCOTE-GREEN, J.; WILSON, R.. Control and automation of electric power distribution systems. **CRC Press**, 2007.

ROMANO, R. B. et al. **Infraestrutura avançada de medição (AMI)**. dez. 2015. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/infraestrutura-avancada-de-medicao-ami/> . Acesso em: 7 jun. 2019.

VON MEIER, A.; CULLER, D.; MCEACHERN, A.; ARGHANDEH, R. Micro-synchrophasors for distribution systems, Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2014. **IEEE PES**. Washington, DC, 2014, p. 1-5.

ISBN 978-85-522-1460-1



9 788552 214601 >