



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GSE/18

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO - VIII

GRUPO DE ESTUDO DE SUBESTAÇÕES E EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO - GSE

**SISTEMAS DE POTÊNCIA PARA ELETRIFICAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS –
A EXPERIÊNCIA DA ABB**

**Alexandre de Barros Arcon (*)
ABB Ltda**

**José Carlos Mendes
ABB Ltda**

RESUMO

Mesmo não sendo tão recente o *know-how* relacionado à geração eólica, no Brasil ela ainda atravessa a fase de consolidação do conhecimento técnico, uma vez que, apesar de a maioria dos conceitos teóricos já serem de amplo domínio, somente a experiência de longo prazo adquirida nas fases de projeto, implementação, operação e manutenção trazem a excelência técnica.

O propósito deste trabalho é abordar os principais aspectos que concernem o sistema de potência de um parque eólico, mostrando elementos técnicos e econômicos das possíveis soluções a serem adotadas, com base na experiência adquirida pela ABB ao longo da última década.

PALAVRAS-CHAVE

Parque Eólico, Energia Eólica, Sistemas de Potência, Subestações, Rede de Média Tensão

1.0 - INTRODUÇÃO

Apesar de a primeira turbina eólica ligada à rede elétrica pública para aplicação comercial ter sido instalada em 1976 na Dinamarca, pode-se dizer que a tecnologia e o conhecimento relacionados à geração eólica são relativamente recentes, quando comparado às várias décadas que formam a história dos sistemas elétricos de potência para geração, transmissão e distribuição de energia no mundo. No Brasil, a primeira turbina eólica foi instalada em Fernando de Noronha em 1992, mas a geração eólica começou a ganhar corpo apenas dez anos depois, com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), para incentivar a utilização de fontes renováveis. O Brasil realizou o seu primeiro leilão de energia eólica em 2009, o que consolidou este tipo de geração na matriz energética brasileira.

Estes dados mostram que a energia eólica no Brasil ainda atravessa a fase de consolidação do conhecimento técnico, uma vez que, apesar de a maioria dos conceitos teóricos já serem de amplo domínio, somente a experiência de longo prazo garante a excelência técnica. Em se tratando de sistemas elétricos para eletrificação de parques eólicos, que compreende as subestações elevadoras individuais de cada aerogerador, a rede de distribuição em média tensão, a subestação elevadora para conexão do parque eólico ao SIN – Sistema Interligado Nacional – e, ainda, o trecho de linha de transmissão de alta tensão e o bay na subestação transmissora, existem diversos pontos específicos a serem observados para a correta implementação do parque eólico, tais como: requisitos técnicos para conexão da subestação coletora ao SIN, arranjos de barramentos de alta tensão a serem adotados para a subestação coletora; definição do grupo de ligação de transformadores e demais detalhes de projeto, tipos de subestações unitárias, definição e dimensionamento das redes de média tensão, perdas máximas permitidas, definição do sistema de aterramento e método de conexão do neutro à terra, entre outros.

(*) Av. Monteiro Lobato, 3411- Guarulhos SP, – Brasil, (+55 11) 98354-5195, alexandre.arcon@br.abb.com

2.0 - ASPECTOS TÉCNICOS DA ELETRIFICAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS

Nos próximos itens serão abordados aspectos técnicos dos tópicos citados anteriormente. Esclare-se que a tecnologia de geração eólica em si não será abordada, mas somente o sistema de potência para escoar a potência dos aerogeradores (comumente designados por WTG – *Wind Turbine Generator*) para o sistema interligado.

2.1 Estrutura básica do Sistema Elétrico de Potência (SEP)

O SEP de um parque eólico, excluindo-se o aerogerador, é composto pelas seguintes partes principais:

- Bay de alta tensão na subestação pertencente à empresa transmissora local (SE Transmissora), o qual se conecta à Linha de Transmissão (LT) oriunda do parque eólico;
- Linha de Transmissão (LT) entre a SE Transmissora e a subestação principal do parque, conhecida como Subestação Coletora, no caso de sistema radial, ou derivação oriunda da abertura de LT existente;
- SE Coletora, que tem por finalidade concentrar todos os circuitos em média tensão oriundos dos aerogeradores e elevar a tensão para o nível de transmissão, conectando-se à LT que segue para a SE Transmissora;
- Rede de Média Tensão (RMT), podendo ser aérea ou subterrânea, normalmente estabelecida na tensão nominal de 34,5 kV, que conecta a SE Coletora às subestações unitárias;
- Subestação Unitária (SEU), que tem por finalidade elevar a tensão em baixa tensão do aerogerador (tipicamente 690 V) ao nível de média tensão (tipicamente 34,5 kV), para então se conectar à RMT do parque.

A Figura 1 mostra uma topologia básica de um parque eólico.

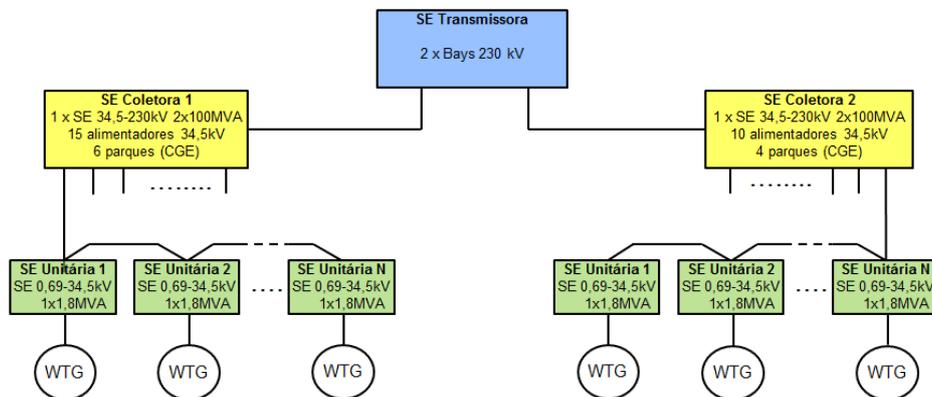


FIGURA 1 – Topologia básica de um parque eólico

2.2 Conexão da SE Coletora ao Sistema Interligado Nacional (SIN)

Um dos pontos principais quando se fala em eletrificação de um parque eólico é a definição das características técnicas da SE Coletora, a qual representa a fronteira entre o sistema de potência interno do parque e o SIN. Trata-se de uma subestação elevadora tendo, portanto, necessariamente dois níveis de tensão: média tensão (MT), que no caso dos parques eólicos brasileiros possui, via de regra, tensão nominal de 34,5 kV, e alta tensão (AT), podendo ter tensão nominal de 69, 138, 230 ou mesmo 500 kV, conforme tensões padronizadas brasileiras.

Um dos principais aspectos técnicos é a definição do arranjo de barramento da SE Coletora. Existem uma série de regras a serem observadas, principalmente ditadas pelos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS), que são documentos de caráter normativo e que estabelecem os requisitos técnicos necessários para garantir o livre acesso às instalações de transmissão. Os Procedimentos de Rede são compostos por 25 módulos, dentre os quais se destacam os submódulos 2.3, 2.8 e 3.6 para o caso em questão.

Como regra geral, os barramentos de alta tensão das subestações pertencentes à Rede Básica possuem arranjos ditados pelo submódulo 2.3, item 6.1.1, onde define-se que os barramentos isolados em ar com tensão igual ou superior a 345 kV devem ter arranjo barra dupla com disjuntor e meio (DJM), ao passo que barramentos com tensão igual a 230 kV devem possuir arranjo em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves (BD4). Estes são os arranjos finais, permitindo-se arranjos menos sofisticados na etapa inicial da implementação, dependendo da forma de conexão do sistema (radial ou abertura de linhas), nível de tensão, requisitos de segurança e flexibilidade operativa. Todavia, se a subestação for de uso exclusivo de agente gerador, que é o caso usual das SE's Coletoras, então aplica-se o item 6.1.3, que define o arranjo mínimo de barra simples (BS) para os pátios de 230 kV (desde que conectado radialmente), com a possibilidade de evolução para barra dupla a quatro chaves (BD4). No caso de subestações de 345 kV ou superior, o arranjo pode iniciar em anel simples (desde que limitado em 6 vãos de LT ou equipamentos), podendo evoluir para disjuntor e meio (DJM). No caso de SE's Coletoras com tensão igual a 69 ou 138 kV, elas não pertencem à Rede Básica e o arranjo é definido de acordo com os requisitos do cliente e padrões da distribuidora local.

Estes arranjos consideram barramentos tendo o ar como meio isolante, conhecido como tecnologia AIS (*Air Insulated Switchgear*). No caso de soluções usando as tecnologias GIS (*Gas Insulated Switchgear*) ou MTS (*Mixed Technologies Switchgear*), arranjos alternativos são permitidos, conforme item 6.1.2, desde que apresentem desempenho igual ou superior ao dos arranjos estabelecidos anteriormente, devendo ser comprovado através de estudos de confiabilidade e disponibilidade executados pelo agente.

2.3 Escolha do arranjo baseado em Confiabilidade

Os Procedimentos de Rede definem os requisitos mínimos das instalações pertencentes à Rede Básica ou Demais Instalações da Transmissão (DIT). Não há nenhum empecilho, entretanto, de que o arranjo da subestação, ou mesmo da tecnologia de equipamentos a ser aplicada, siga critérios mais exigentes quanto à performance do sistema. Arranjos e tecnologias alternativas são permitidas, desde que apresentem desempenho superior quando comparado à solução básica. Faz-se necessário a realização de Estudos de Confiabilidade para certificar que a solução pretendida é superior àquela preconizada como mínima pelos Procedimentos de Rede.

A fim de ilustrar o desempenho em termos de Confiabilidade com diferentes arranjos e tecnologias, considere quatro arranjos básicos normalmente aplicados em sistemas de potência: BS, BD3, BD4 e DJM. Estes arranjos foram modelados no software SUBREL (*Substation Reliability*), desenvolvido pelo Centro de Tecnologia da ABB em Raleigh, USA, o qual fundamenta-se na teoria clássica de Confiabilidade de Sistemas de Potência, com base nos Processos de Markov, norteado pela definição de elementos reparáveis, definindo-se os estados de repouso e operação e associação série e paralela de componentes. O SUBREL modela cada possível contingência, determina o impacto de cada contingência na confiabilidade de cada componente, determina a frequência e duração de cada contingência e considera o impacto de todas contingências para avaliação da confiabilidade global do sistema, determinando as frequências e duração das interrupções tanto por falhas (probabilísticas) quanto por manutenções programadas (determinísticas). O resultado das simulações é mostrado na Tabela 1.

TABELA 1 – Resultado dos estudos de Confiabilidade

Frequência de Interrupção (f) e Indisponibilidade (A') total									
Arranjo	AIS			GIS			MTS		
	f (1/ano)	A' (h/ano)	MTBM (anos)	f (1/ano)	A' (h/ano)	MTBM (anos)	f (1/ano)	A' (h/ano)	MTBM (anos)
BS	1,4385	6,40	0,7	0,2695	4,26	3,7	0,0992	0,70	10,1
BD3	1,0692	4,61	0,9	0,1858	2,86	5,4	0,1010	0,60	9,9
BD4	1,0085	2,99	1,0	0,1561	2,14	6,4	0,2571	0,91	3,9
DJM	0,5750	1,89	1,7	0,0904	1,40	11,1	0,0077	0,06	129,9

Dos resultados obtidos, pode-se observar que arranjos e tecnologias mais sofisticadas no geral proporcionam menor indisponibilidade do que os mais simples. Em termos de frequência de falhas, a tecnologia GIS é a que apresenta os menores índices. Considerando a indisponibilidade total ao longo da vida útil (falhas + manutenção), a solução MTS é que apresenta os melhores resultados (desde que com módulo reserva disponível). A decisão da escolha tecnologia x arranjo deve ser tomada não só com base em confiabilidade, mas também com o custo total durante o ciclo de vida da subestação (LCC – *Life Cost Cycle*).

2.4 Transformador de Potência para a SE Coletora

Em consequência das especificidades e características operacionais de geração de energia em um parque eólico, o transformador coletor pode ser submetido a solicitações severas em ambos os lados (terminais de AT e BT). Destacam-se três modos operacionais, para os quais existem implicações e consequências para a especificação técnica e desempenho correspondente, as quais devem ser detalhadamente investigadas:

- i. Operação inicial (startup) do parque eólico, caracterizado por uma potência de geração muito baixa comparada à potência nominal do transformador coletor;
- ii. Operação em regime permanente do parque eólico, caracterizado por uma potência de geração elevada comparada à potência nominal do transformador coletor, com ciclos diários de picos de carga elevada e carga baixa devido a eventual variação típica diária de velocidade de vento;
- iii. Operação temporária como transformador abaixador, nos casos de demanda por alimentação de serviços auxiliares.

A seguir são explorados alguns aspectos relativos à definição dos transformadores da SE Coletora.

2.4.1 Ligação dos enrolamentos BT e AT

Para os transformadores coletores, usualmente emprega-se as ligações delta-estrela aterrada (Dyn), estrela-estrela com terciário (Ynynd) ou ainda estrela-delta com transformador de aterramento em zig-zag (Ynyd), com os centro-estrelas podendo ser ligados à terra solidamente ou via impedância.

É prática usual em usinas, especialmente hidrelétricas, adotar a alta tensão conectada em estrela aterrada e a baixa em delta, uma vez que os geradores são normalmente conectados diretamente ao transformador elevador e são aterrados através de resistência, limitando a circulação de correntes de falta à terra a valores pré-estabelecidos. Na alta, opta-se pela conexão estrela aterrada para facilitar a detecção de faltas à terra na linha de transmissão, eliminando-as rapidamente.

Para usinas eólicas, entretanto, as considerações técnicas são um pouco diferentes. Os transformadores elevadores dos aerogeradores são normalmente conectados em Dyn, portanto é necessário gerar uma ligação para a terra do lado de MT, via transformador coletor. A seleção da ligação do lado AT depende em essência dos requisitos associados à subestação transmissora que conecta o parque eólico. A ligação do lado MT, bem como a necessidade de impedância de neutro, depende de critérios técnico-econômicos impostos pelo sistema MT, tais como limitação da corrente na blindagem dos cabos ou da corrente de falta à terra.

Outro aspecto relevante quanto ao grupo de ligação do transformador é a necessidade de se ter comutadores de tap nos lados de AT ou BT do transformador, que podem ser DETC (*Deenergized Tap Changer*) ou OLTC (*On-Load Tap Changer*). Do ponto de vista sistêmico, via de regra é melhor adotar o tipo OLTC, uma vez que se obtém uma regulação mais precisa frente aos limites impostos pelo ONS, não estando atrelada somente ao regulador de tensão dos próprios aerogeradores. A Tabela 2 mostra as principais vantagens e desvantagens dos principais grupos de ligação.

TABELA 2 – Comparação entre grupos de ligação dos transformadores

Conexão	Dyn1	YNyn0 (d1)	Ynd1 + zig-zag
Vantagens	- Enrolamento terciário não é necessário - Permite conexão à terra no lado de BT	- Comutador mais barato - Permite conexão à terra no lado de BT - Aplicável a trafos mono e trifásicos	- Comutador mais barato - Enrolamento terciário não é necessário - Aplicável a trafos mono e trifásicos
Desvantagens	- Comutador do lado AT (mais caro) - Somente para trafos trifásicos	- Enrolamento terciário é necessário - Necessita de fechamento de delta	- Baixa tensão deve ter isolamento pleno - Transformador Zig-zag necessário
Custo	\$\$	\$	\$\$\$

2.4.2 Sobreexcitação do núcleo magnético

Durante a etapa inicial (startup), a qual pode se repetir quando da retomada de operação do parque eólico após períodos de paradas planejadas ou não planejadas, fenômenos severos de sobreexcitações do núcleo magnético do transformador podem ser estabelecidas com características diversas quanto a sua duração. Em muitos casos, para suprir potência ativa a um sistema elétrico muito forte (SIN) a partir de um sistema de geração fraco de pequena potência (start-up com poucos aerogeradores em operação), pode ser necessário sobreexcitar os aerogeradores e elevar o módulo da tensão do lado da geração. Assim, dependendo das demais condições de ligações internas ao parque, ambos transformador elevador do aerogerador e transformador coletor podem ser sobreexcitados.

Considerando que tipicamente o transformador coletor é especificado conforme as normas aplicáveis para transformadores de potência, então as margens efetivas para sobreexcitação do núcleo podem ser limitadas a apenas 5% (operação em carga plena) para a relação U/f (Volts/Hertz) o que pode ser insuficiente em muitos casos. A sobreexcitação do núcleo magnético pode resultar em avarias severas para o transformador coletor, resultando em faltas internas e/ou falhas de natureza elétrica-térmica, tais como indução magnética excessiva, temperatura excessiva no núcleo e pontos quentes nas juntas do núcleo.

Naturalmente, os aspectos acima podem ter ainda consequências mais severas nos casos em que a umidade interna (óleo e isolamento sólida do transformador) é moderada ou alta. Nestas condições, fenômenos de oxidação são estabelecidos no núcleo magnético. A Figura 2 mostra, como exemplo, o esquema genérico de combinação de fenômenos físicos de solitação (internos e externos), alguns dos mecanismos de degradação e redução da suportabilidade elétrica da isolamento líquida-sólida e a evolução para falhas dielétricas da isolamento entre espiras (ou entre partes) de enrolamento de um transformador coletor.

A mitigação dos fenômenos e consequências de sobreexcitações requer uma especificação técnica adequada do transformador coletor, suportada em estudos de fluxo de potência, especificações técnicas detalhadas das condições de sobreexcitação e temperatura e aplicação das seções pertinentes do IEEE C57.116, entre outros.

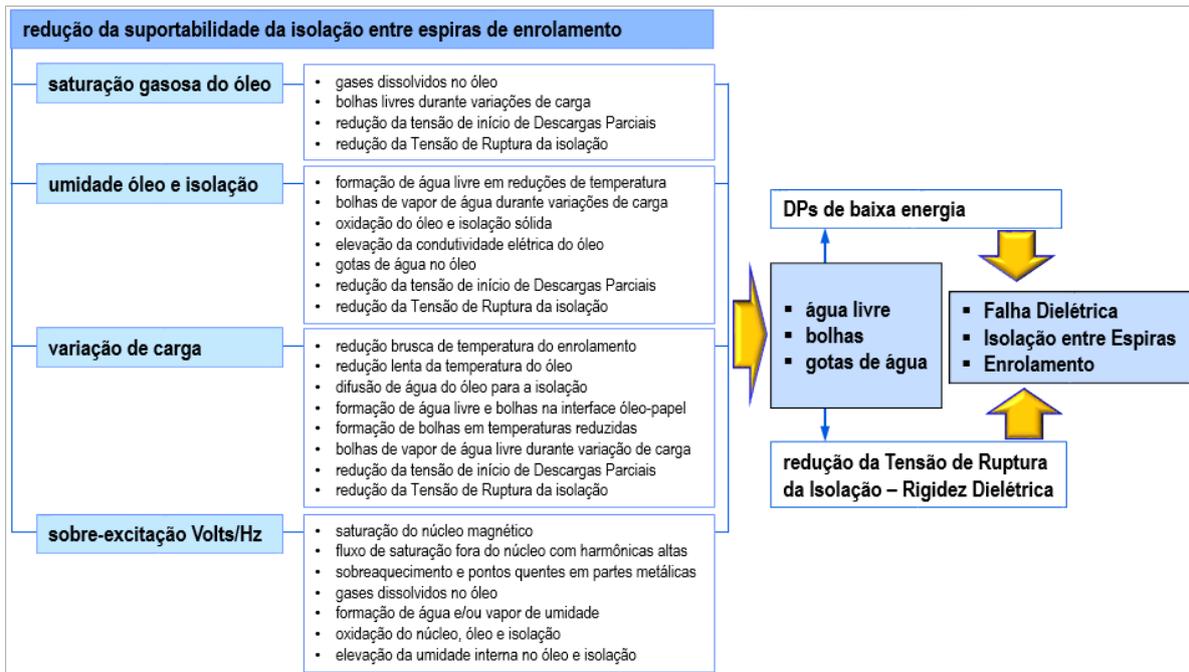


FIGURA 2 – Fenômenos, mecanismos de degradação da isolamento e falha dielétrica de transformadores coletores

2.4.3 Operação em Regime Permanente e Transitório

Durante a operação em regime permanente, os transformadores coletores são submetidos a fenômenos de variações bruscas e frequentes de carga associadas a variações de velocidade do vento nos aerogeradores, bem como número elevado e frequente de manobras de disjuntores de média tensão e religadores, os quais envolvem tecnologia de chaveamento em meio a vácuo de extinção de arcos elétricos combinados, em muitos casos, com circuitos longos de cabos isolados de média tensão. Variações bruscas e frequentes de carga em um transformador podem modificar as condições de equilíbrio térmico nas interfaces das isolações líquidas (óleo) e sólidas (papel de celulose) internas aos enrolamentos, o que pode causar a ruptura do equilíbrio térmico nas interfaces óleo-papel, podendo resultar na formação local de água livre no óleo e/ou bolhas, resultando em possíveis faltas internas incipientes (descargas parciais, formação de gases etc.) ou falhas dielétricas (descargas por ruptura, descargas superficiais, arvorejamento elétrico etc.) do sistema de isolamento interno ou principal dos enrolamentos. Adicionalmente, o número elevado e frequente de manobras de disjuntores de média tensão e religadores a vácuo, devido a natureza dos arcos elétricos formados durante as manobras, resultam no estabelecimento de tensões transitórias de alta frequência (espectro com até alguns MHz) nos terminais dos transformadores. Em consequência, solicitações dielétricas locais ou parciais internas, incluindo ressonâncias elétricas, são estabelecidas, podendo resultar em processos de falhas dielétricas.

Outro fenômeno a ser considerado é a operação em modo de Back-Feeding (ou Retro-Alimentado). Este modo de operação caracteriza os períodos de operação com fluxo muito baixo de potência ativa do parque eólico para o SIN, ou durante períodos de interrupção de produção de energia em que o transformador coletor opera conectado ao SIN, via seu sistema de transmissão, porém alimentando uma carga muito baixa de serviços auxiliares. Nestes períodos, o transformador pode ser sobreexcitado pela tensão do sistema forte (SIN), como resultado de efeito Ferranti, por exemplo, podendo haver solicitações dielétricas parciais internas severas. Em consequência, processos de faltas incipientes ou falhas dielétricas podem ser mais uma vez estabelecidos.

2.5 Subestação Unitária (SEU)

Subestação Unitária (SEU), no contexto de um parque eólico, refere-se ao conjunto de equipamentos e dispositivos, possivelmente associados a estruturas de montagem e obras civis, necessários para elevar a tensão gerada pelo aerogerador (tipicamente 690 V) ao nível de distribuição primária requerido (tipicamente 34,5 kV) e então se conectar à Rede de Média Tensão (RMT) do parque. Existem algumas configurações típicas para implementação da SEU, dependendo de sua localização em relação ao aerogerador:

- Externa ao aerogerador: Podendo ser *Indoor* ("casetas" compostas por cubículos e transformador elevador flangeado) ou *Outdoor* (transformador elevador e conjunto de manobra composto por religador e chaves seccionadoras ao tempo).
- Interna ao aerogerador: Cubículos e transformador elevador locados internamente à torre do aerogerador.

A definição do tipo de instalação a ser adotada depende em essência do tipo do aerogerador utilizado. Fabricantes como GE têm por padrão manter a SEU fora do aerogerador, enquanto outros fabricantes, tais como Vestas e Gamesa, utilizam-se do transformador e demais equipamentos internamente à própria torre. Os custos de uma ou outra solução dependem enormemente das tecnologias e equipamentos utilizados, e dependem de uma análise global da solução (aerogerador + SEU), portanto é difícil estabelecer um comparativo de custos. A Tabela 3 sumariza uma comparação qualitativa entre as soluções externa e interna.

TABELA 3 – Comparativo entre solução Interna x Externa para SEU

Interna	Externa
Menos sujeito a maresia e poluição	Mais sujeito a maresia e poluição
Utilização de disjuntores (até 40 kA)	Utilização de religadores (até 16 kA)
Necessita de casetas ou embutido no WTG	Uso externo em postes
Necessita de cabos isolados MT	Apenas cabos aéreos
Infraestrutura civil mais complexa (no caso de casetas)	Infraestrutura civil simples
Maior custo	Menor custo

2.6 Rede de Média Tensão (RMT)

Um parque eólico, dependendo do número de aerogeradores que o compõe e das distâncias envolvidas, pode ocupar uma área bastante expressiva, exigindo uma extensa rede de distribuição para escoar a potência gerada por cada um dos aerogeradores até a SE Coletora. O tipo de solo, características ambientais e requisitos técnico-econômicos específicos irão determinar o tipo de RMT a ser aplicada (vide Tabela 4). Existem basicamente dois tipos: RMT Subterrânea, que utiliza-se de cabos MT isolados e é normalmente aplicada com SEU indoor, e RMT Aérea, composta de cabos MT aéreos (nus), usada tanto em SEU outdoor quanto indoor. No Brasil, ao contrário de outros países da Europa, existe a tendência de utilização de RMT's aéreas como solução preferencial, devido ao custo menor quando comparado às redes subterrâneas. Por outro lado, o desempenho em termos de confiabilidade tende a ser inferior, uma vez que as RMT's aéreas ficam sujeitas a intempéries ambientais (poluição, salinidade, umidade, descargas atmosféricas), o que não ocorre com RMT's subterrâneas. A decisão da melhor opção deve estar sempre pautada em aspectos técnico-econômicos.

O ponto mais crítico no projeto de RMT's aéreas é a definição do encaminhamento dos circuitos ao longo do parque, e com isso a definição dos vãos e tipos de postes a serem usados. Em muitos parques existem questões fundiárias que alteram significativamente a rota da rede, mesmo durante a fase de projeto executivo ou até mesmo durante a execução. Há também aspectos geográficos, tais como presença de morros, rios ou grotas, que exigem muitas vezes postes especiais para possibilitar as travessias. É imperativo que um levantamento topográfico detalhado seja o *input* básico para o projeto.

No projeto de RMT's subterrâneas, a questão do encaminhamento também é bastante importante, especialmente em locais sujeitos a interferências, como rios ou travessias, todavia na maior parte dos casos o terreno é regular e sem grandes interferências enterradas. O ponto crucial é o dimensionamento dos cabos isolados, que ficarão sujeitos a condições severas de dissipação térmica, em função da profundidade da instalação e da resistividade térmica do solo. Falhas neste dimensionamento podem levar a sobreaquecimentos nos cabos e emendas, e a substituição ou manutenção de circuitos enterrados é especialmente difícil. A resistividade térmica do solo é o parâmetro mais crítico no dimensionamento, e ao mesmo tempo o mais difícil de estimar, caso medições não sejam realizadas em campo. A resistividade pode variar desde algo como 0,7 K.m/W (solo encharcado) até 3,0 K.m/W ou mais (solo extremamente seco). O fator de correção a ser aplicado no cálculo pode variar mais do que 50% com estes extremos, representando uma imensa variação na seção do cabo dimensionado.

TABELA 4 – Comparativo entre RMT Subterrânea e RMT Aérea

RMT Subterrânea	RMT Aérea
Maior confiabilidade	Mais suscetível a intempéries
Menor impacto ambiental	Maior impacto ambiental (visual)
Manutenções esporádicas durante a vida útil	Maior necessidade de manutenção
Difícil para manutenção	Manutenção relativamente simples
Grande impacto em caso de falhas	Mais facilidade para restabelecimento
Difícil implementação em solos rochosos	Não depende do tipo de solo para implementação
Sistema de aterramento mais eficiente	Aterramentos isolados
Maior custo	Menor custo

2.7 Perdas na RMT

Um outro aspecto de extrema relevância relacionado às RMT's, tanto aéreas quanto subterrâneas, diz respeito às perdas ativas em regime permanente. Os cabos isolados ou aéreos são dimensionados classicamente através de três critérios principais: ampacidade, curto-circuito e queda de tensão. A necessidade de se dimensionar uma rede de distribuição eficiente, que garanta o máximo rendimento do sistema e conseqüentemente os maiores ganhos, levou ao aparecimento de um quarto critério, que muitas vezes torna-se o fator dimensionante da seção dos cabos, especialmente para redes aéreas: as máximas perdas permitidas. É usual estabelecer-se um limite de 0,5 % ou menos para as perdas na RMT, calculadas em função da potência média gerada. Dependendo de uma série de fatores associados à instalação específica, tais como potência e quantidade de aerogeradores, número de circuitos, topologia da rede etc., pode-se chegar a uma solução que não seja a mais adequada em termos econômicos, isto é, perdas excessivamente baixas implicam altos custos de instalação, ao passo que perdas excessivamente altas minimizam os custos de instalação porém geram uma perda de receita que pode ser extremamente significativa ao longo da vida útil do parque.

Considere um determinado trecho de uma RMT subterrânea, instalada em solo com resistividade térmica de 1,0 K.m/W, com corrente média de 230 A. Se este trecho for dimensionado através dos critérios clássicos, o cabo calculado pelo critério de ampacidade teria seção de 70 mm² (Al), cuja capacidade de condução de corrente é 242 A. Levando-se em consideração sua resistência, as perdas seriam da ordem de 0,7 %. Se fosse usado um critério de perdas máximas de 0,3%, a seção a ser utilizada deveria aumentar para 150 mm². Caso esta RMT estivesse em um solo muito seco, com resistividade de 2,5 K.m/W, o cabo definido pelo critério de ampacidade seria de 150 mm², ou seja, tanto ampacidade quanto perdas levariam à mesma seção. Considere agora uma RMT aérea sob as mesmas condições de carregamento (230 A). O cabo calculado pelo critério de ampacidade seria 1 AWG CAA (42 mm²), cuja capacidade de condução de corrente é 237 A. Levando-se em consideração sua resistência, as perdas seriam da ordem de 1,0 %. Se fosse usado o critério de perdas máximas de 0,3%, o cabo a ser utilizado seria o 266,8 MCM (135 mm²).

Estes exemplos mostram que as perdas são inversamente proporcionais ao aumento da seção do cabo, tendo participação decisiva no dimensionamento dos mesmos, especialmente em redes aéreas, e por conseguinte em toda a estrutura associada à rede (postes, cruzetas, ferragens etc.). O grande desafio no dimensionamento das RMT's é encontrar uma solução adequada que garanta maximização da receita por capitalização das perdas versus o menor custo possível com o investimento.

2.8 Sistema de Aterramento

O sistema de aterramento de um parque eólico é composto basicamente pela malha de terra da SE Coletora e pelas malhas individuais das SEU's e dos próprios aerogeradores. Estas malhas podem estar interligadas ou não, dependendo do conceito empregado no projeto de aterramento. A filosofia a ser aplicada inicia-se pela definição da forma de aterramento do neutro do sistema, dependendo do grupo de ligação do transformador coletor. A malha de terra da SE Coletora deve ser projetada considerando-se o maior valor de falta à terra entre os lados de AT e MT. É comum que se tenha resistores de aterramento instalados no neutro do lado MT (quando em ligação Dyn ou Ynynd), o que reduz o nível de falta à terra a um valor típico de 400 a 1000 A por transformador. Utilizando-se a ligação Ynd + zig-zag, a própria impedância do transformador de aterramento faz com que a falta à terra do lado MT seja bastante reduzida, podendo ou não ter resistor associado. Isto significa que, para a grande maioria dos sistemas, a corrente de falta à terra do lado de AT é o valor dimensionante da malha da SE Coletora.

No caso da malha da SEU, o transformador é sempre Dyn, com o neutro de BT sempre solidamente aterrado, o que confere uma alta corrente de falta à terra deste lado (da ordem de 25 a 31,5 kA). Todavia, a SEU fica muito próxima ao aerogerador (da ordem de 20 m quando a SEU é externa), portanto as suas malhas são sempre interligadas, o que significa que em caso de falta à terra deste lado o curto será "metálico", isto é, as correntes circulam nos cabos da malhas em direção ao centro-estrela do transformador, não penetrando o solo e, por conseguinte, não gerando elevação do potencial de terra e surgimento de tensões perigosas. Desta forma, a corrente de falta do lado MT será sempre o valor dimensionante da malha da SEU.

A decisão de interligação das diversas malhas do parque depende de fatores técnico-econômicos. De uma forma geral, um projeto considerando a interligação das malhas será sempre a solução mais robusta, haja vista que garante o conceito de sistema de aterramento único e equipotencialidade como um todo. Todavia, a interligação exige cabos de aterramento ao longo da RMT, que, no caso de redes subterrâneas, torna-se mais simples de implementar, através de cabos nus lançados ao longo dos bancos de dutos. Para RMT área, por outro lado, é necessário um cabo enterrado ou um cabo-guarda ao longo da rede, cabos estes não normalmente previstos no projeto e que tornariam o custo da RMT muito maior. Para a maioria dos parques brasileiros, por razões econômicas, as RMT são aéreas e sem interligação entre as malhas, fazendo-se necessário que cada aterramento seja projetado individualmente considerando-se a corrente de curto real no ponto exato da instalação.

2.9 Compatibilidade Eletromagnética (CEM)

Os aspectos relacionados a CEM estão intimamente ligados ao sistema de aterramento empregado, mas não somente a ele. Existência ou não de proteção atmosférica, aterramento de blindagens, utilização de dispositivos de proteção contra surto (DEPS) são alguns dos aspectos que garantirão a operação adequada dos equipamentos eletrônicos sensíveis (EES), como é o caso dos relés de proteção e placas eletrônicas dos religadores.

A incidência de descargas atmosféricas, no caso de RMT's áreas, é normalmente o vetor primário de defeitos em EES. Surtos atmosféricos são fenômenos de altíssima energia que, comparado aos poucos milijoules que os EES suportam, representam perigo potencial à sua integridade. Muitas vezes, o mecanismo exato de ocorrência da falha é de determinação bastante imprecisa, haja vista a natureza complexa dos impulsos eletromagnéticos da descarga atmosférica (LEMP), que são definidos como todos efeitos eletromagnéticos causados pelas correntes de descarga atmosférica, que, através de acoplamentos resistivos, capacitivos ou indutivos, criam surtos conduzidos ou induzidos e campos eletromagnéticos irradiados. Para mitigar a possibilidade de danos aos EES, recomenda-se que o aterramento dos módulos internos e painel do religador seja estabelecido através de um cabo comum de descida, o que configura uma conexão equipotencial, e que guarde uma distância mínima até os cabos de controle. Esta separação evita a indução por campos eletromagnéticos irradiados nos cabos de controle, na ocorrência de correntes impulsivas circulando pelo cabo de aterramento.

Outra recomendação é que se garanta um aterramento relativamente sólido (< 10 ohms) na SEU, para evitar que surjam elevações de potencial de grande magnitude na ocorrência de descargas impulsivas, que poderiam gerar diferenças de potencial nos circuitos de aterramento associados, e com isso podendo provocar a queima de EES. Para proteção contra surtos conduzidos, devem ser instalados para-raios na linha de 34,5 kV, à montante dos religadores, e também proteção contra surtos na entrada dos circuitos que alimentam os módulos eletrônicos, reduzindo a probabilidade de que falhas possam ocorrer devido a surtos conduzidos. Ferrites instalados em pontos estratégicos dos circuitos de controle podem ser também um bom expediente contra as interferências provocadas por correntes de modo comum.

3.0 - CONCLUSÃO

A partir de todas considerações efetuadas, nota-se que o dimensionamento e projeto de um sistema elétrico de potência para um parque eólico guarda uma série de particularidades, às quais, se não corretamente observadas e respeitadas, podem levar a uma série de problemas durante a operação comercial do parque, podendo levar à perda de confiabilidade, com consequentes indisponibilidades, perda de geração e diminuição do faturamento.

4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ONS, Submódulo 2.3 – Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos. Rev. 2.0, 2011.
- (2) ONS, Submódulo 2.8 – Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes. Rev. 2.0, 2010.
- (3) ONS, Submódulo 3.6 – Requisitos técnicos mínimos para conexão às instalações de transmissão. Rev. 1.1, 2010.
- (4) BILLINGTON, R. et al. *Power System Reliability Calculation*. The MIT Press, 1973.
- (5) ABNT NBR 5356-1:2007, Transformadores de Potência - Parte 1: Generalidades.
- (6) IEEE C57.116-1989. Guide for Transformers Directly Connected to Generators.
- (7) MENDES, J.C. Transformadores de Potencia en Alta Tensión: Ciclo de Vida y Optimización del Costo Operacional – Aplicaciones Convencionales, Eólica y Solar. ABB Asea Brown Boveri. Panamá City, PA, 2016Jul16.
- (8) MENDES, J.C. Transformadores de Potência en Alta Tensión: Especificación Técnica y Diseño – Desempeño General y Valor Global. ABB Asea Brown Boveri – APW 2016. México City, MX, 2016Jun23, 72pag.
- (9) SUN, P. et al. *Study on Voltage-Number Characteristics of Transformer Insulation under Transformer Invading Non-Standard Lightning Impulses*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol.22, No.6, 2015Dec. New York, USA, 2015Dec,pp. 3582-3591.
- (10) Fernandez, X.L. and Mariño, C.A. *Induced Transient Voltage Performance Between Transformers and VCB. Severity factors and Case Studies*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.30, No.3, 2015Jun. New York, USA, 2015Jun, pp1137-1144.
- (11) IEEE Std 80-2013, *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*.
- (12) ABNT NBR 15751-2013, Sistemas de aterramento de subestações – Requisitos.
- (13) IEC 61000 – Electromagnetic compatibility (EMC).

5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

	<p>Alexandre de Barros Arcon, brasileiro, natural de São Paulo, SP, é Engenheiro Eletricista pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo e Mestre em Sistemas de Potência pela mesma instituição. Atualmente é Gerente Geral de Engenharia da área de Subestações / Divisão de <i>Power Grids</i> da ABB. Possui diversos trabalhos relacionados a subestações, equipamentos de alta e média tensão e qualidade de energia, publicados em seminários nacionais e internacionais, tais como SNTPEE, IEEE T&D, SBQEE e CIGRÉ.</p>
	<p>José Carlos Mendes, brasileiro, natural de Ibirarema, SP, é Engenheiro Eletricista pela Escola de Engenharia Mauá e Mestre e Doutor pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Atualmente é Gerente de Desenvolvimento, Engenharia e Tecnologia e Engenheiro Executivo Corporativo Global de Transformadores de Potência da Divisão de <i>Power Grids</i> da ABB. É membro do IEEE e CIGRÉ. Autor de vários artigos técnicos e capítulos de livros técnicos publicados no Brasil e no exterior.</p>