

## Capítulo VII

# Estudos de conexão para geração distribuída

A conexão de um gerador de energia no sistema de distribuição era algo pontual. Termoelétricas de diversas fontes, PCHs e eólicas faziam parte desse processo há um bom tempo. A potência nominal de cada empreendimento era em torno de 10-30 MW e o protocolo de conexão para essas usinas semelhante àqueles praticados no sistema de transmissão ( $\geq 230\text{kV}$ ).

Quando o investidor optava por potências mais baixas, como 500 kW em 13,8 kV, por exemplo, por falta de uma legislação direcionada a esse tipo de usina, os custos tarifários e contratuais do processo, por muitas vezes, inviabilizavam o projeto.

A Resolução Normativa Aneel nº 482, a partir de 2012, possibilitou o surgimento da mini e microgeração, reduzindo encargos tarifários e burocracias, mas restringindo a potência máxima de cada empreendimento em 5,0 MWp.

No início foram poucos kW fragmentados pelos centros urbanos, hoje, os novos projetos tendem a valores na casa dos MWs e localizam-se ao longo de regiões com pouca demanda por energia, em que o valor do metro quadrado é mais barato.

Essa alta proporção de Geração Distribuída (GD) na rede de distribuição levou algumas concessionárias a exigirem os estudos elétricos no processo de aprovação das usinas, semelhantes aos já elaborados pelos agendes autoprodutores e capazes de estimar o desempenho do sistema elétrico frente ao comportamento intermitente das fontes renováveis.

Estes estudos, em geral, são realizados através dos softwares desenvolvidos pelo Cepel, já bem conhecidos pelas concessionárias e transmissoras pelo Brasil, são eles:

- ANAREDE: fluxo de potência
- ANAFAS: curto-circuito
- ANATEM: estabilidade de tensão
- Harmzs: qualidade de energia

Neste artigo será apresentada parte do processo de aprovação dos estudos elétricos nas concessionárias brasileiras, suas peculiaridades e motivações. Ao final, será realizado o exemplo de aplicação de um estudo de fluxo de potência de uma usina fotovoltaica de 1,0 MW na rede de 13,8 kV de uma concessionária.

- Fluxo de potência ativa e reativa nas linhas de distribuição, transformadores e religadores, garantindo que a capacidade de carregamento nominal desses equipamentos não seja ultrapassada.
- Tensão em regime permanente em pontos importantes do sistema. Essas tensões devem não só se manterem dentro de um intervalo ( $\pm 5,0\%$ ), mas também não podem variar acima de 5% após uma contingência.
- Geração de distorções harmônicas de tensão acima dos valores normalizados.

Adicionalmente, pode ser necessária a análise de estabilidade de tensão quando a potência da usina faz frente a potência instalada no alimentador de conexão.

### ESTUDOS ELÉTRICOS

O processo de obtenção do Parecer de Acesso para a Conexão de uma GD passa pela análise técnica do sistema ao qual ela pretende se conectar, sendo realizado tanto pela concessionária quanto pelo cliente - a depender do porte da geração e de cada distribuidora de energia.

Além dos estudos já mencionados, o de proteção também faz parte do pacote solicitado e não possui software específico, sendo subsidiado pelo estudo de curto-circuito juntamente com o de estabilidade.

Unidades – consumidoras ou geradoras – que possuem potência

instalada superior a 300 kVA devem instalar disjuntores com relés associados na cabine de entrada, onde os parâmetros ajustados devem garantir a coordenação entre as proteções da concessionária e o cliente.

Diferentemente do que ocorre no Sistema Interligado Nacional (SIN), onde os dados para estes estudos são disponibilizados pelo ONS através da plataforma SINtegre, as concessionárias de energia no Brasil só fornecem essas informações após o início das tratativas para se obter o Parecer de Acesso.

A retenção dessas informações, por muitas vezes, ocasiona um “congestionamento” de pedidos de acesso. Isso porque o cliente, em muitos casos, está aberto a mudanças de potência a fim de encontrar a opção de menor custo. Já a concessionária avaliará apenas a potência solicitada pelo cliente. Ao final, muitos clientes solicitam várias potências diferentes em pontos distintos da rede até encontrar a solução mais adequada para as suas necessidades.

Com a confirmação da potência e o ponto de conexão após a resposta do Pedido de Conexão, a concessionária envia os seus casos de simulação em ANAREDE, provavelmente em .PWF ou .DAT, em que o sistema de subtransmissão estará modelado até a barra da subestação de onde parte o alimentador que irá conectar a usina. A Figura 1 apresenta um exemplo do sistema fornecido pela concessionária.

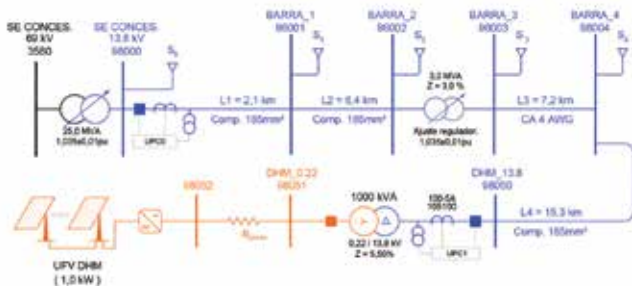


Figura 1 – Diagrama unifilar do sistema.

Daí em diante, o estudo de fluxo pode ser tratado com maior ou menor rigor – a depender das exigências de cada concessionária. Usualmente, existem dois tipos de análise:

- A) **Tipo 1:** a barra 3580 é modelada como de referência (swing), onde a sua tensão é pré-definida pela concessionária;
- B) **Tipo 2:** inserção de todo o sistema modelado nos casos de referência do PAR do ONS, composta por 33 casos bases, distribuídos em cinco anos e divididos em 2 estações, inverno e verão. Em cada estação do ano se subdividem os patamares de carga leve, média e pesada. Utiliza-se uma taxa anual de crescimento da carga pré-definida pela concessionária.

O método Tipo 2 é o que possui maior abrangência, abordando todas as tensões e comportamentos do SIN, porém, a simplificação do sistema no Tipo 1 traz mais agilidade ao processo e mesma

confiabilidade do Tipo 1 quando tratamos de potências de geração ( $P_{ger}$ ) muito menores que a da subestação da concessionária ( $S_{SE}$ ) a qual ela se conecta ( $P_{ger} \ll S_{SE}$ ).

As cargas conectadas ao alimentador da Figura 1 estão listadas na Tabela 2, onde é indicado que o horizonte do estudo é o ano de 2026 – provavelmente é o horizonte máximo conhecido pela área de planejamento da companhia energética.

TABELA 1 – CARGAS NO ALIMENTADOR DA FIGURA 1

Carga	Número Barra	HORIZONTE 2026					
		PESADA		MÉDIA		LEVE	
		P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
S <sub>0</sub>	98000	3,168	1,676	3,168	1,340	2,116	0,901
S <sub>1</sub>	98001	0,533	0,297	0,426	0,238	0,160	0,124
S <sub>2</sub>	98002	0,318	0,158	0,254	0,126	0,103	0,062
S <sub>3</sub>	98003	0,353	0,116	0,282	0,093	0,110	0,022
S <sub>4</sub>	98004	0,112	0,037	0,090	0,030	0,035	0,007

O mais adequado seria a utilização de casos que correspondam ao horário de funcionamento da usina, que, neste caso, é do tipo solar.

De acordo com a Tabela 2, extraída dos Procedimentos de Rede – Submódulo 5.6, o patamar de carga média é o mais adequado para os estudos de usinas que dependem da radiação solar.

TABELA 2 – INTERVALOS HORÁRIOS DOS PATAMARES DE CARGA DE ENERGIA

Patamar de carga	Sem horário de verão	
	2ª feira a Sábado	Dom/Fer
Pesado	18h à 21h	
Média	07h à 18h	17h à 22h
	21h à 24h	
Leve	00h à 07h	00h à 17h

Em áreas industriais, por exemplo, o carregamento máximo do sistema tende a ocorrer durante o período de expediente (7h-18h), correspondente à Carga Média, porém, em áreas com predominância de cargas residenciais, esse patamar tende a surgir após às 17h, ou Carga Pesada, quando as usinas solares estarão “a vazio” ( $P_{solar} \cong 0,0$  MW).

Logo, se durante um estudo fosse constatado um problema de sobretensão em Carga Pesada após a conexão de uma GD solar localizada em uma área residencial, pode-se afirmar que essa usina nunca seria, na prática, capaz de causar tal distúrbio no sistema.

## IMPEDÂNCIAS DO SISTEMA

Para a montagem do caso de fluxo, além das cargas previstas deve-se obter as impedâncias de cada trecho do alimentador. A depender da concessionária, pode-se obter as impedâncias do sistema diretamente de um diagrama fornecido por ela ou será necessário calculá-las pela especificação sucinta disponível na Figura 1.

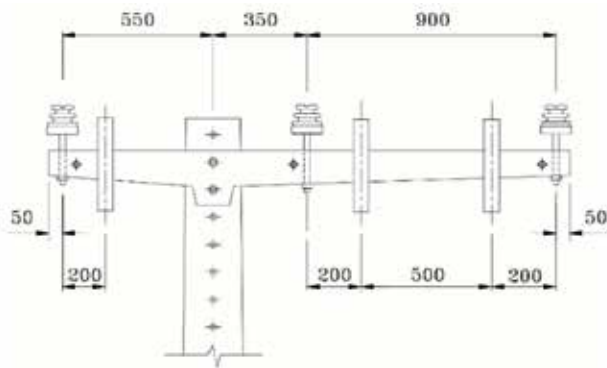


Figura 2 - Cruzeta para rede distribuição aérea convencional.

A rede da Figura 1 é composta por 4 circuitos, sendo 1 deles rede aérea convencional e as demais redes compactas. As Figura 2 e Figura 3 apresentam as distâncias entre os cabos utilizados no cálculo das impedâncias. É recomendada a utilização das estruturas padrão de cada concessionária para a modelagem correta das impedâncias.

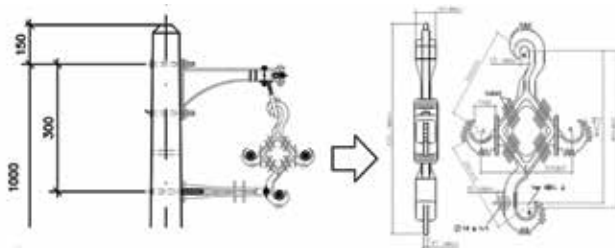


Figura 3 – Cruzeta e separadores de redes compactas.

A Tabela 3 apresenta os valores das impedâncias de sequência positiva e zero calculados para cada trecho do alimentador em análise, juntamente com os do transformador da concessionária e do cliente, além do regulador de tensão.

Na modelagem dos cabos, considera-se a sua temperatura igual a 20 °C com resistividade do solo de 200 Ω.m. As suscetâncias dos cir

TABELA 3 – IMPEDÂNCIAS DO SISTEMA DA FIGURA 1

Trecho/ Trafo	Condutor	Impedância (%)			
		$R_1$	$X_1$	$R_0$	$X_0$
L1	Compacta 185mm <sup>2</sup>	23,38	27,68	96,67	185,77
L2	Compacta 185mm <sup>2</sup>	71,25	84,35	294,63	566,17
L3	CA 4 AWG	514,56	176,75	581,10	772,78
L4	Compacta 185mm <sup>2</sup>	170,32	201,65	704,34	1353,49
TR1	Trafo 12,5 MVA	1,76	43,37	1,76	43,37
TR2	Trafo 1,0 MVA	0,00	550,00	0,00	550,00
RL1	Regulador 3,0 MVA	0,00	300,00	0,00	300,00

## FLUXO DE CARGA

Na montagem do caso de fluxo, considera-se a barra 3580 do tipo referência com os limites de reativos abertos e a barra 98052 do tipo PQ com  $Q_{ger} = 0,0$  Mvar.

Após a montagem do caso em ANAREDE, deve-se:

- Determinar as tensões em regime permanente de cada barra do sistema de interesse, em p.u., e em vários cenários de carregamento e contingências distintos;
- Verificar em todos os casos simulados se as tensões na média tensão permaneceram dentro dos limites de 0,95 a 1,05 p.u.;
- Em relação ao caso normal, nenhuma tensão nos casos de contingência deve sofrer variações superiores a 5,0%.

A determinação da máxima variação de tensão ( $\% \Delta V$ ) como parâmetro de qualidade de energia está intimamente ligada à intermitência da geração renovável. Como os reguladores de TAP nos transformadores e os reguladores de tensão instalados ao longo dos alimentadores possuem um tempo de resposta relativamente lento, entre 30-60 segundos, tensões fora dos limites estabelecidos podem ser observadas até comutação destes elementos.

Alimentadores muito carregados e com alta impedâncias, ou seja, onde as perdas do sistema já são expressivas, após a conexão de uma usina solar, pode apresentar grandes variações de tensão. Assim, a simples passagem de nuvens sobre uma fazenda solar já seria suficiente para levar a tensão a valores abaixo dos ajustes de sobretensão (59) parametrizados nos relés dos alimentadores.

Além disso, os inversores, na tentativa de resguardar a integridades de seus componentes sensíveis, interrompem o chaveamento dos MOSFET's, levando ao desligamento temporário da usina até que os níveis de tensão do sistema retornem a patamares adequados.

A Figura 1 apresenta o resultado do fluxo de potência em carga média com a inserção da geração solar em potência nominal ( $P_{ger} = 1,0$  MW), em que a tensão em todas as barras permaneceu dentro dos limites estabelecidos no Prodlist em caso normal.

Com o desligamento da usina, antes do chaveamento dos TAPs dos trafos, as tensões sofrem grandes variações. A Tabela 4 lista os valores das tensões antes e depois da inserção da usina solar, além das variações.

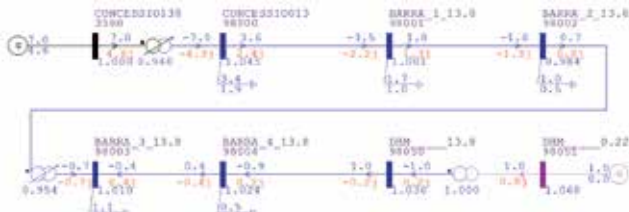


Figura 4 – Fluxo de carga – caso normal com a UFV 1,0 MW.



Figura 6 – Fluxo de carga – caso normal com a UFV 0,60 MW.



Figura 5 – Fluxo de carga – sem a UFV 1,0 MW e TAPs congelados.



Figura 7 – Fluxo de carga – sem a UFV 0,60 MW e TAPs congelados.

As barras 98004 e 98005 apresentaram variações superiores a 5,0%, indicando que o efeito de cintilação (flicker) nos consumidores conectados a estas barras será acentuado, ou seja, a qualidade de fornecimento de tensão pela concessionária será comprometida após a conexão da usina.

TABELA 4 – TENSÕES NAS BARRAS ANTES E DEPOIS DA INSERÇÃO DA UFV 1,0 MW SEM A ATUAÇÃO DOS TAPs DOS TRANSFORMADORES

Número Barra	Tensão		
	com UFV	sem UFV	Δ%
98000	1,045	1,045	0,00%
98001	1,001	0,995	0,60%
98002	0,984	0,973	1,12%
98003	1,010	1,002	0,79%
98004	1,024	0,970	5,27%
98005	1,036	0,970	6,37%

Caso a potência da usina fosse 0,60 MW, a restrição da variação de tensão seria removida. As Figura 6 e Figura 7 exibem os novos valores de tensão nas condições com e sem a usina, respectivamente.

TABELA 5 – TENSÕES NAS BARRAS ANTES E DEPOIS DA INSERÇÃO DA UFV 0,60 MW SEM A ATUAÇÃO DOS TAPs DOS TRANSFORMADORES

Número Barra	Tensão		
	com UFV	sem UFV	Δ%
98000	1,045	1,045	0,00%
98001	0,999	0,994	0,50%
98002	0,981	0,973	0,82%
98003	1,010	1,002	0,79%
98004	1,008	0,970	3,77%
98005	1,016	0,970	4,53%

### CONCLUSÕES

A alta penetração da geração distribuída em regiões eletricamente afastadas do centro de carga pode reduzir a qualidade da tensão fornecida pela concessionária aos seus clientes conectados próximos à usina. Mesmo com as tensões dentro dos limites estabelecidos no Prodist, as grandes variações de tensão, devido ao desligamento intempestivo da geração, podem restringir a conexão.

Em muitos casos, a redução da potência solicitada pelo acessante é a iniciativa mais adequada para garantir a conexão.

\*Daniel Mamede é engenheiro eletricista pela Universidade Federal do Ceará, com MBA em Controladoria e Auditoria pela FGV. Atualmente, é diretor técnico na CPE – Estudos e Projetos Elétricos.