



VI CBPE

Congresso Brasileiro
de Planejamento Energético

Energia e Meio Ambiente

28 a 30 de maio de 2008

Salvador - BA

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA DISTRIBUIÇÃO: CONSIDERAÇÕES TÉCNICAS E REGULATÓRIAS

Prof. Afonso Henriques Moreira Santos ¹

Prof. Jamil Haddad¹

Eng. Ricardo Alexandre Passos da Cruz¹

1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Com a nova conceituação definida pela Lei 9.074, de 07 de julho de 1995, a distribuição de energia, enquanto serviço público (concessionária ou permissionária), engloba os ativos de transporte que não estão vinculados à geração ou não se prestam à otimização energética sistêmica (entenda-se, aí, o Sistema Elétrico Interligado Nacional - SIN). Assim, a distribuição é composta pelos ativos de conexão com a rede básica, linhas de transmissão - LT's com tensão igual ou superior a 69 kV, mas que não se prestam à otimização sistêmica, subestações de distribuição - SED's e rede de distribuição - RD (tensões inferiores a 69 kV). Com a evolução da regulação no país, a partir da criação da ANEEL, esses conceitos foram flexibilizados e adaptados à realidade do país, notadamente no que diz respeito à propriedade dos ativos, surgindo conceitos bastante discutíveis, como as denominadas DITs (Demais Instalações de Transmissão).

Embora tenha sido criada no final de 1997, só recentemente a ANEEL iniciou o processo de audiência pública para criar o denominado "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica - PRODIST". Em um de seus capítulos, o PRODIST tratará do planejamento da distribuição. O objetivo de se regular a

¹EXCEN - Centro de Excelência em Eficiência Energética, Recursos Naturais e Energia
UNIFEI - UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

atividade de planejamento, no âmbito da distribuição, é permitir uma expansão adequada do sistema elétrico, visando atender os interesses da sociedade (produtores e consumidores), tentando evitar investimentos imprudentes, que acarretariam aumentos desnecessários de tarifas. Também, a própria escolha de localização de usuário pode ser influenciada pela facilidade ou não de acesso à rede, dentre outros pontos. O planejamento da distribuidora independe dos aspectos comerciais, pois não se distinguem consumidores livres de consumidores cativos, estando tanto esses como aqueles, submetidos ao mesmo sistema "físico" de distribuição, sendo, portanto, usuários do sistema de transporte de energia elétrica.

2. PRINCÍPIOS FUNDAMENTAIS PARA UM NOVO PLANEJAMENTO DA DISTRIBUIÇÃO

O novo momento político, econômico e tecnológico que se vive exige mudanças profundas das práticas tradicionais de planejamento da distribuição. Destacam-se, a seguir, alguns pontos fundamentais para isto, mas que têm sido motivo de enorme reação dos agentes distribuidores.

Face à característica espacial das redes de distribuição de energia elétrica, bem como a sua forte capilaridade, os sistemas de informação geográfica (GIS) têm-se mostrado a ferramenta mais adequada ao planejamento, desde que integrado com modelos técnicos convencionais. O GIS facilita a compreensão do planejamento, notadamente quando se agregam outras informações de caráter geográfico, como áreas de proteção ambiental, parques industriais, expansão de infra-estrutura (previsão de rodovias, gasodutos, etc), etc. Entretanto, existe, estranhamente, muita reação para uma ampla utilização do GIS, por parte das distribuidoras.

Durante os recentes processos de revisão tarifária, boa parte das empresas distribuidoras implantou o GIS para gestão de suas redes, notadamente para recadastramento de ativos, embora não haja ainda uma boa integração desses sistemas com os sistemas empresariais (por exemplo, o SAP). À medida que essa integração se processar, as conseqüências benéficas para a própria empresa e para os organismos de regulação se farão perceber, seja para a fiscalização técnica ou regulação econômica, com evidentes retornos para os consumidores.

O setor de operação das empresas distribuidoras também pode fazer uso da rede em GIS de forma cotidiana: a gestão de sua frota de manutenção, a operação elétrica da rede, dentre outros tem sido enormemente facilitado por esta base de informação. Sendo assim não há, hoje, empecilho técnico para se estabelecer, como padrão, que as informações sejam fornecidas em GIS, até porque o número de fornecedores, de produtos e serviços, nesta área é crescente.

O segundo ponto conceitual tem a ver com a integração com a visão local, revelada por planos diretores e ordenamentos espaciais. O planejamento da

distribuição tem a necessidade de se embasar nas informações de planejamento dos poderes públicos da região em foco. Assim, como preconizado no decreto-lei 41.019/57, deve-se ter uma harmonia entre o interesse público municipal e o foco da expansão da distribuição. Hoje, com a obrigatoriedade do Plano Diretor, nada mais evidente que se ter uma harmonização destes com o planejamento da distribuidora, que deve levar em consideração, também, outros planos de desenvolvimento regional.

O terceiro ponto é a definição do horizonte do planejamento da distribuição. Em uma visão de longo prazo, este deve ser de cinco a dez anos, se aproximando do limite superior para a rede de transmissão e subestações, e do limite inferior para a rede de distribuição. Isso se justifica pelo tempo de maturação das obras de transmissão e subestação, vis-à-vis às obras na rede de distribuição.

A atualização destes planos deve ser anual, de forma a permitir ao regulador e à sociedade acompanhar as mudanças de tendências nos investimentos, bem como, comparar o que foi planejado e o que foi efetivamente implementado, considerando, naturalmente, as motivações e barreiras de caráter econômico, financeiro, estrutural, organizacional, legal, ambiental, etc.

3. BASES PARA O PLANEJAMENTO DA DISTRIBUIÇÃO

Essencialmente, o planejamento da distribuição se distingue pelos modelos e métodos aplicados às linhas de transmissão e às redes de distribuição, bem como, obviamente, às subestações. A seguir, têm-se alguns comentários sobre as bases que devem nortear o novo planejamento da distribuição.

3.1. PROJEÇÃO DE MERCADO

A regulação exige das empresas distribuidoras uma boa previsão de demanda, pois isto tem reflexos importantes sobre as questões comerciais e tarifárias, além da própria adequação de toda a rede, para se ter a confiabilidade desejada ou esperada. Entretanto, não se deve engessar as distribuidoras, fixando-se modelos e métodos de projeção de demanda. Cabe à distribuidora propor, com sustentação técnica, o modelo (e alguns procedimentos) a ser utilizado, ficando para o regulador a crítica deste e a fixação de outros procedimentos.

Basicamente, os modelos de previsão de demanda podem ser divididos em modelos estatísticos (tendências e econométricos), modelos de cenários, modelos de uso final, modelos espaciais e modelos mistos, que combinam de formas diferentes os anteriores. O interesse da regulação econômica, para fins tarifários, é, normalmente, a previsão de demanda de toda a distribuidora. Neste caso, os modelos econométricos, em muitas situações, têm mostrado bons resultados, principalmente quando combinados com cenários e, em alguns casos, com o uso final. No entanto, o planejamento da distribuidora, para fins de expansão de ativos, exige previsões mais desagregadas, que

aportam maiores incertezas. Seja, por exemplo, o caso das linhas de transmissão: exigem-se previsões de demanda nas barras da subestação de distribuição. Os métodos tradicionalmente empregados se baseiam em tendências e cenários, com maior uso do primeiro, enquanto os métodos econométricos começam, apenas recentemente, a ser implementados, mas, além de suas próprias incertezas, carecem, na realidade atual das distribuidoras, de dados confiáveis.

A rede de distribuição está sujeita a incertezas ainda maiores, sendo típico, nesses casos, uma ociosidade significativa dos ativos. Há de se distinguir a previsão de demanda envolvendo os alimentadores tronco e as demais linhas e ramais. No primeiro caso, a previsão de demanda pode ser suportada pelas informações geográficas e por cenários, fortemente embasados nos planos de desenvolvimento local. Salvo algumas exceções, a rede capilar não é expandida com base em projeções específicas de demanda, mas, sim, por acompanhamento de carga.

Um ponto de extrema relevância, nos estudos de mercado, para fins regulatórios é o conhecimento das curvas de carga. É evidente que o interesse da regulação econômica é significativo, para o estabelecimento das estações tarifárias (segmentos ou postos tarifários), visando dar uma sinalização econômica ao consumo. Mas tão ou mais relevante é esse conhecimento para fins de planejamento da rede. As avaliações de carregamento em diferentes pontos dependem da forma que se dá o consumo. Logo, necessita-se de curvas típicas de carga para diferentes momentos e agrupamentos de consumidores. Por exemplo: curvas de dias úteis e finais de semana; curvas sazonais; curvas por classes de consumo; curvas para alimentadores típicos; curvas para consumidores típicos. Para o planejamento, o conhecimento exigido sobre este tema é bem mais profundo que para fins tarifários, pois a agregação por classes tem pouco ou nenhum sentido. Exige-se, dentre outros, o conhecimento da diversidade entre os consumidores, para uma boa avaliação do carregamento agregado. O que é essencial, para a regulação, é a definição de um acompanhamento mínimo de certas curvas, definindo requisitos básicos, que podem ser expandidos com o tempo, face à experiência e necessidades futuras. Nota-se ser preciso ter, na medida do possível, medição de grandezas elétricas que permitam a obtenção direta dessas curvas de carga ou a elaboração das mesmas.

Mais importante do que o acerto da previsão (o “previsto” próximo do “realizado”) é a aceitabilidade dos modelos e métodos utilizados, o que exige transparência e razoabilidade.

3.2. PLANEJAMENTO DA REDE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO, DE ÂMBITO DA DISTRIBUIÇÃO

A rede de linhas de transmissão de âmbito da distribuição, em geral, tem a sua tensão entre 69 e 138 kV, inclusive. Tradicionalmente esta rede foi chamada de subtransmissão (decreto 41.019/57), mas, agora a ANEEL está propondo denominar de “Sistema de Distribuição de Alta Tensão”. A rede de LT's deve ser planejada considerando elemento a elemento, tendo características semelhantes ao planejamento da rede básica, apresentando

novos desafios para o médio prazo, como a inserção de geração embebida². Existem outros desafios para a transmissão das distribuidoras, destacando-se a própria adaptação dos modelos matemáticos para sistemas predominantemente radiais.

O planejamento da rede de transmissão, no âmbito da empresa distribuidora, deve ter uma forte interação com a EPE e o ONS, estabelecendo um fluxo de informações padronizadas e sistemáticas em duplo sentido (distribuidora para ONS e EPE; EPE e ONS para distribuidoras). Embora tenha caráter mais esparsa, a conexão de usuários no nível da transmissão é bastante comum, sejam esses consumidores ou geradores, ou até mesmo outras distribuidoras, sendo que tem havido, recentemente, um crescimento no número de geradores que se conectam neste nível. O acesso a esta rede é também foco dos procedimentos de distribuição da ANEEL, estabelecendo o princípio de conexão rasa³ e ponto de conexão ótimo⁴. Estas premissas, que já faziam parte das proposições que subsidiaram o novo modelo do setor elétrico, têm sido contestadas pelas distribuidoras, de uma forma irracional, pois não atendem, de fato, os seus interesses, na medida que imputam a outrem o próprio negócio. A definição do ponto de conexão deve ser resultado, portanto, de um processo de interação entre a distribuidora e usuários existentes ou potenciais, de modo a permitir um bom planejamento para ambas as partes.

3.3. PLANEJAMENTO DAS SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO

A localização das redes é fortemente definida pelos aspectos geográficos, seja pelas características dos terrenos, seja pelos crescimentos de carga diferenciados espacialmente. Portanto, os modelos de previsão de carga para o planejamento de redes devem ter, antes de tudo, caráter espacial, combinando-os com outros modelos técnicos.

Já o arranjo da subestação, embora normalmente padronizado, tende a ser mais flexível, notadamente no barramento secundário, permitindo mudanças dos alimentadores tronco. Por sua vez, os barramentos primários são, normalmente, mais rígidos, posta a razoável inércia do sistema de transmissão. No entanto, a atual expansão da geração embebida deve imprimir maior dinamismo nas subestações de distribuição, por serem, essas, pontos naturais de conexão. Assim, tanto barramentos primários quanto secundários devem estar aptos a "adaptações", para recepcionar as conexões desses geradores ou mesmo de consumidores (conexão exclusiva).

3.4. PLANEJAMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

² Entende-se por geração embebida ou embutida aquela conectada ao sistema de distribuição, direta ou indiretamente, como a auto-produção inserida na planta produtiva.

³ Entende-se por conexão rasa os ativos que serão de responsabilidade do acessante, indo deste até o ponto de conexão da distribuidora, não sendo da responsabilidade do acessante nenhum investimento no reforço da rede além do ponto de conexão.

⁴ O ponto de conexão ótimo é aquele onde o usuário acessa o sistema de distribuição de forma a se ter o melhor ponto técnico-econômico do conjunto usuário-rede

Diferentemente do sistema de transmissão, as redes de distribuição são planejadas de forma agregada, baseando-se em leis de quantidade de obras e regras empíricas, que aproximam os horizontes de planejamento aos de operação. Isto é: a troca de transformadores de distribuição, a colocação de chaves, a colocação de capacitores, o recabeamento, dentre outros, são ações que se dão cotidianamente, tendo como justificativas a observação da operação e algumas regras com base na experiência. Não faz sentido, notadamente para fins regulatórios, exigir o detalhamento desse planejamento. Por outro lado, há de se consolidar essas leis de quantidade de obra, buscando a mínima expansão que atenda os requisitos técnicos e econômicos.

Para tanto, há de se estabelecer, na medida do possível e do razoável, parâmetros, distribuições, leis de quantidade de obras, e outros, que, com base em variáveis explanatórias, como número de consumidores, número de transformadores, consumo, quilômetros de linhas, etc, possam associar o investimento a resultados operacionais como queda de tensão, perdas técnicas, potência de curto circuito, confiabilidade (FEC e DEC), etc. O regulador poderá estabelecer alguns índices de acompanhamento que sejam capazes de construir uma base de dados, permitindo uma competição comparativa (e sadia) entre as diferentes distribuidoras, como o que se faz hoje com respeito aos parâmetros de qualidade. Embora não seja o único meio, os programas computacionais que se baseiam em GIS, hoje disponíveis no mercado, já permitem o cálculo de diferentes parâmetros, pois se sabe com precisão o ponto de conexão de cada consumidor, bem como as distâncias e características de cada alimentador. Assumindo-se curvas de carga para os consumidores ou alimentadores, e com base nas medições de consumo feitas para faturamento, pode-se distribuir o carregamento ao longo do alimentador, calculando-se os parâmetros desejados.

Existem muitas críticas a respeito de diferenças existentes entre os valores calculados e os verificados através de medição. No entanto, para fins de planejamento, essas diferenças não têm significado expressivo, notadamente quando se deseja fazer o acompanhamento da rede. Isto é: quanto que um volume de investimento melhorou o perfil de tensão entre consumidores, ou quanto este perfil piorou, face ao aumento de carga, sem a devida expansão.

Assim, desde que consolidadas e aceitas certas premissas, pode-se avaliar se houve sub ou sobre investimentos na rede, o que indicaria, neste último caso, investimentos imprudentes. Tal metodologia tende a se consolidar com o tempo, pelo processo de acúmulo de conhecimento e comparação entre as distribuidoras e áreas de uma mesma distribuidora.

Nem todo o planejamento da rede de distribuição necessita ser agregado. Os alimentadores tronco devem ser estudados de forma elementar, pois eles é que vão definir a expansão desta no longo prazo, evitando mudanças oportunistas de rota, face a bolhas localizadas de crescimento. A definição dessas rotas e respectivas capacidades devem estar, por exemplo, baseadas em uma visão espacial de crescimento, de forma integrada com planos diretores e outras informações de crescimento, como consultas a potenciais usuários. O horizonte de planejamento, para esses casos não deve ser inferior a cinco anos.

4. RECOMENDAÇÕES

No momento em que a ANEEL está promovendo a consulta pública do PRODIST, é essencial que os atores se organizem para uma participação efetiva. Entretanto, esta participação tem se concentrado nas distribuidoras, que possuem capacidade técnica e financeira para uma mobilização massiva. Outros atores tecnicamente capacitados devem se articular para defenderem visões distintas, evitando que o resultado saia enviesado, distorcendo o principal papel da agência reguladora, que é o equilíbrio entre os interesses entre agentes produtores, usuários e governo.

5. REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

Agência Nacional de Energia Elétrica, **Audiência 014/2008 - Obter subsídios e informações adicionais para aprimoramento de ato regulamentar sobre os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, Brasília, 2008.