

1 Introdução

Diversos países estão reestruturando o seu Setor de Energia Elétrica com o objetivo de aumentar a eficiência e de torná-lo atrativo para novos investimentos. O tradicional processo de planejamento da expansão e operação, baseados em uma operação centralizada, despacho centralizado e mínimo custo, tem sido substituído por procedimentos descentralizados, baseados no funcionamento de mercado.

A desverticalização dos sistemas elétricos ainda é um assunto novo em todo o mundo. Vários aspectos dessa desverticalização têm passado por ajustes e reformulações frequentes nos países que já têm alguma experiência no assunto. Um dos componentes mais importantes de infra-estrutura no processo de reestruturação reside na oferta regular e confiável de energia elétrica, configurando uma situação que, na linguagem dos especialistas do setor, se denomina “equilíbrio dinâmico entre oferta e demanda de energia elétrica” (CCPE, 2001). Compete, portanto, a cada operação estabelecer critérios operativos que possam assegurar a integridade do sistema, garantindo deste modo o fornecimento de energia a todos os consumidores, dentro de padrões de qualidade aceitáveis com relação às oscilações de tensão e frequência e tempo de interrupção do serviço.

Em termos de modelo matemático, esta margem de segurança é obtida impondo-se restrições de segurança. Cada uma destas restrições tem a função de prevenção contra a ocorrência de algum evento crítico. Em termos econômicos, a previsão de carga tornou-se a base da composição de preço no mercado e os erros de previsão passaram a resultar em perdas financeiras.

Portanto, previsão de carga é um assunto de grande interesse para as áreas de Planejamento da Expansão e Planejamento da Operação de Sistemas Elétricos de Potência, como uma contribuição para o melhor desempenho do sistema elétrico (estabilidade e regime permanente).

Além de prever a potência ativa do sistema, que corresponde à maioria dos modelos desenvolvidos até momento, há uma necessidade de controlar a tensão nas barras de carga que representam as subestações nas quais estão conectados sistemas de distribuição. Conseqüentemente manter dentro de limites aceitáveis as instalações consumidoras durante os períodos de operação normal e emergência do sistema.

A partir disso, surge a preocupação com o controle de reativos, os quais são os maiores responsáveis pelos valores assumidos pelas tensões nos diferentes pontos de um sistema de energia. Diversos procedimentos podem ser adotados para a correção dos perfis de tensões nos Sistemas de Energia Elétrica, como: conexão de compensadores e reatores estáticos, uso de transformadores com *taps* variáveis, uso de compensadores síncronos rotativos e ainda o controle da excitação dos geradores, sendo que a escolha de um deles depende das disponibilidades do sistema e das capacidades dos próprios equipamentos.

Concluí-se, portanto que o conhecimento prévio, em qualquer instante, dos valores aproximados de potência reativa requerida pelo sistema ou pelas barras de carga tem uma grande importância. A previsão da potência reativa em conjunto com a previsão da demanda se constituem numa ferramenta de extremo valor na monitoração de Sistemas de Energia Elétrica.

No planejamento econômico para ampliação da capacidade de geração e transmissão de energia, os estudos abrangem desde poucos minutos a dezenas de anos à frente. Sendo assim, existem três áreas de aplicabilidade para as técnicas de previsão: longo, médio e curto prazo.

Portanto, é de suma importância desenvolver novas técnicas que estimem valores futuros, a curto e longo-prazos, das potências ativa e reativa. Uma hipótese simplificadora para a previsão de potência reativa seria supor que o fator de potência da carga se manterá no futuro e a partir deste fato elaborar a previsão de demanda reativa. Os estudos de dados de medição mostraram que tal hipótese pode induzir a erros quando se busca uma curva horária de demanda reativa, principalmente nos horários de transição entre os patamares de carga (leve-média-pesada).

1.1. Setor Elétrico Brasileiro

Até a metade da década de 90, o setor elétrico brasileiro funcionava em razão de um modelo institucional idealizado ainda na década de 40 (decorrente da ordem mundial estabelecida após a 2ª Grande Guerra) e que essencialmente se caracterizava por ser estatal, regulado e verticalizado.

Neste ambiente, os agentes setoriais eram tipicamente empresas estaduais, de capital integralmente estatal, que detinham o monopólio sobre determinadas regiões geográficas e atuavam ao mesmo tempo como geradoras, transmissoras e distribuidoras, repartindo entre si todos os ônus do sistema nacional, os quais acabavam, em regra, sendo repassados às tarifas pagas pelos consumidores.

Além de se configurar como propício a distorções e subjetividades, o modelo antigo limitava a realização das obras necessárias, pelas naturais restrições à livre contratação e pela própria limitação da capacidade de investimento do Estado.

Este modelo se esgotou quando, a exemplo do que ocorreu em outros países, o Estado brasileiro passou a enfrentar as mesmas dificuldades de crédito para obter diretamente os recursos financeiros necessários para assegurar, principalmente, o desenvolvimento econômico nacional mediante a expansão da capacidade de geração de energia elétrica (para fazer frente ao crescente consumo, na ordem histórica de 6% ao ano).

Com a ocorrência de crises de liquidez em países como o México e a Rússia, os investidores internacionais passaram a impor condições ainda mais severas para a concessão de financiamentos, principalmente a de que os novos projetos deveriam ser essencialmente privados, cumprindo ao Estado um papel de planejamento e de regulação, mas também de parceiro motivador dos investimentos. Nesse sentido, buscaram-se mecanismos que viabilizassem a transposição de um modelo que se tornara inviável para uma nova solução, que estivesse em sintonia com o que se realiza em outros países desenvolvidos.

No Brasil, a reforma do setor começou no governo Fernando Henrique Cardoso, com a criação da Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica). O projeto elaborou o modelo do setor, definindo o marco regulatório que criou o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e o MAE (Mercado Atacadista de

energia), determinou a desverticalização da cadeia, mantendo transmissão e distribuição como monopólios regulados, e instituiu a competição na geração e na comercialização.

Quadro 1 – Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

O SETOR ELÉTRICO - QUADRO COMPARATIVO	
Modelo Antigo	Modelo Novo
Financiamento através de recursos públicos.	Financiamento através de recursos públicos (BNDES) e privados.
Empresas estatais verticalizadas.	Concessionárias divididas por atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização..
Monopólios sem competição.	Livre concorrência - competição na geração e comercialização.
Consumidores cativos.	Consumidores livres.
Preços regulados pelo DNAEE.	Preços livremente negociados.

Entretanto, enquanto o marco regulatório ainda era discutido, o mesmo governo iniciou o processo de privatização de empresas de distribuição e de geração. Em 1999, a privatização foi transferida para o Ministério de Minas e Energia que interrompeu o processo.

Em 2001, com a crise de energia, o governo trouxe a condução do processo de liberalização para a Casa Civil, voltou a responsabilidade da privatização para o BNDES e criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia (CGCE). A CGCE atuou em temas críticos para ajustar o modelo, visando à continuidade da liberalização.

Entretanto, a primeira decisão do novo governo (de Luiz Inácio Lula da Silva) foi a de não dar continuidade a CGCE, indicando que novas regras seriam definidas. Em março de 2004, o governo sancionou a Lei nº 10.848 que, entretanto, precisa de regulamentação complementar.

A lei modifica a forma de comercialização de eletricidade, com o objetivo de assegurar a expansão do sistema, atraindo investidores através de contratações entre agentes geradores e distribuidores. A lei determina também diferenças entre

a geração existente e a de novos empreendimentos e prazos de contratação de até 35 anos.

Porém, a proposta prejudica os investimentos recentes em geração, uma vez que estes competirão com usinas de menor custos, que têm parte de seus investimentos amortizados. Além disso, define que as empresas do grupo Eletrobrás não serão privatizadas, que é incoerente com a intenção de se atrair capital privado. Atualmente as empresas de geração estatais detêm cerca de 75% da capacidade do país e a concentração de mercado na geração é crítica na modelagem do setor, pois pode prejudicar a intenção de se implantar o programa de parcerias público-privadas. No Reino Unido, o regulador mantém um acompanhamento do poder de manipulação dos geradores sobre os preços de mercado.

Entretanto, a maior incoerência é com relação às cerca de 46 milhões de unidades consumidoras da classe residencial. O novo modelo posterga a possibilidade de livre escolha de fornecedores de energia, que seria a única forma de promover queda real de preços no mercado residencial. No Reino Unido, os preços caíram 25% para consumidores residenciais depois da ampla abertura da competição.

Há grande expectativa com a complementação da nova lei. A frequência e forma das licitações impacta a estratégia de venda e aquisição de energia das geradoras e distribuidoras. Além disso, as amarrações contratuais do novo ambiente regulado expõem as empresas a riscos e é importante que o governo determine formas de gerenciamento de exposição mais flexíveis e incentive a criação de mecanismos de mercado para a mitigação de riscos.

O setor só recuperará a credibilidade esperada com regras mais claras. Atualmente, com a economia brasileira sinalizando uma retomada das operações industriais e comerciais, há sobras de energia, mas precisa-se provar o benefício da nova regulamentação, tanto para o investidor quanto para o consumidor e também definir um plano estratégico que incentive oportunidades de investimentos.

Seria interessante e de grande valor saber a confiabilidade, custo e espécie do fornecimento de energia elétrica para os próximos cinco anos assim como a expectativa de custos e tarifas.

1.2. Objetivo

Este estudo tem por objetivo, apresentar uma nova técnica de previsão horária de potência reativa a curto prazo, por subestação, baseado na linearidade existente entre as potências ativa e reativa, ou seja, a carga reativa pode ser explicada diretamente pela carga ativa através de um modelo linear. Porém, a fim de melhorar o desempenho da previsão, são incorporados ao modelo simples, variáveis defasadas da carga reativa, utilizando, naturalmente, uma correção para autocorrelação serial (Método Iterativo de Cochrane-Orcutt). Além disso, como os dados de carga reativa apresentam comportamento heterocedástico, o método de estimação dos coeficientes por mínimos quadrados não é adequado, por isso, utiliza-se uma solução robusta conhecida como mínimos quadrados ponderados iterativamente (IRLS).

A previsão da carga reativa a curto-prazo é dividida em *in sample* e *out of sample*. A previsão *out of sample* é aplicada a períodos horários em até um mês à frente. Com objetivo de aumentar a precisão dos resultados, faz-se necessário reduzir a dimensionalidade da amostra utilizando uma metodologia para agrupamento dos dados. Estes grupos são classificados através de uma rede neural não supervisionada denominada Mapa Auto-Organizáveis de Kohonen (Self-Organizing Maps).

1.3. Organização da Tese

O capítulo 2 da tese apresenta um breve histórico sobre os estudos de previsão de carga elétrica e potência reativa realizados no Brasil até então.

O capítulo 3 mostra uma definição física do significado da potência reativa e a sua relação com a potência ativa.

A modelo híbrido proposto, denominado de Modelo Híbrido de Previsão de Reativo, apresentado no capítulo 4, é dividido em duas etapas. A primeira é formada por uma metodologia de agrupamento dos dados, no caso, uma rede neural artificial não supervisionada conhecida como Mapas Auto-Organizáveis de Kohonen (SOM). A segunda é composta pelo Modelo Dinâmico Iterativo que tem características de defasagens distribuídas auto-regressivas acopladas a uma

correção de autocorrelação dos erros, porém com um diferencial importante para dados com perfil semelhante aos utilizados neste estudo, os parâmetros do modelo são estimados através de um método iterativo comum em modelos de regressão robusta conhecido como Mínimos Quadrados Reponderados Iterativamente.

Os testes estatísticos de validação do modelo híbrido proposto também são apresentados no capítulo 4. Dentre eles, o teste de Komogorov-Smirnov para normalidade, o teste de Levene para homocedasticidade, o teste de Durbin-Watson e de Durbin para autocorrelação dos erros e finalmente o teste de erro de especificação do modelo que é o Multiplicador de Lagrange.

Para dar uma idéia geral do modelo híbrido proposto e de seu funcionamento juntamente com os testes de validação, o último item do capítulo 4 mostra o algoritmo conjunto que foi implementado no software MATLAB 6.0.

O modelo é aplicado aos dados de uma concessionária específica no capítulo 5. Os resultados são comparados a um modelo de Defasagem Distribuída Auto-Regressivo convencional e a um modelo de Redes Neurais Artificiais. As conclusões e sugestões para trabalhos futuros podem ser visto no capítulo 6. As referências e os anexos do trabalho são mostrados nos capítulos 7 e 8 respectivamente.