

1 Introdução

1.1 Energia renovável no Brasil

O Brasil possui uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo [1], com 44% da produção energética proveniente de fontes renováveis (a média mundial é de 16%). O setor elétrico é ainda mais “verde”- ou melhor, mais “azul”- com 75% da capacidade de 105.000 MW instalada no país (2009) proveniente de energia hidrelétrica.

Nos últimos anos, duas novas fontes renováveis tornaram-se competitivas para a expansão da geração em larga escala: bioeletricidade, que utiliza o bagaço da cana de açúcar para gerar energia [2] (o Brasil é o maior produtor mundial de açúcar e etanol); e pequenas centrais hidrelétricas (PCH), cuja denominação é dada a usinas hidrelétricas com potência inferior a 30MW. Centenas de usinas de bioeletricidade e PCHs, totalizando 5.200 MW, já estão em operação; um adicional de 2.700 MW está em construção. Estas usinas têm participado dos leilões realizados para suprir a demanda das companhias brasileiras de distribuição [3], competindo diretamente com todas as outras fontes (gás, carvão, hidrelétrica, etc.). Mais recentemente, a energia eólica emergiu como o quarto ativo do portfólio de energias renováveis do país, com 800 MW em operação e em construção, além de um leilão de contratação de 1.800 MW ocorrido em dezembro de 2009.

A atratividade destas novas fontes renováveis deve-se aos seguintes fatores:

- Em contraste com os Estados Unidos e a União Europeia, onde a variabilidade no regime de ventos impõe complexos problemas operacionais, os reservatórios de água do Brasil podem suavizar tanto as flutuações de produção eólica quanto a sazonalidade da produção de bioeletricidade (limitada ao período de colheita da cana)
- Seu tempo de construção é de apenas 18 meses, em contraste com os cinco anos para as usinas hidrelétricas convencionais. Isso permite

flexibilidade na contratação de nova capacidade, o que é importante em situações de incerteza no crescimento da demanda (como a maioria dos países emergentes, o Brasil possui taxas de crescimento elevadas, mas bastante variáveis).

- O porte das novas usinas hidrelétricas a serem desenvolvidas no Brasil pode ser bastante grande. Por exemplo, duas hidrelétricas no rio Madeira, totalizando 6.600 MW, iniciaram sua construção em 2008; outra hidrelétrica com capacidade de 11.000 MW (Belo Monte) será licitada no segundo trimestre de 2010. Como cada uma delas custa bilhões de dólares, o número de investidores qualificados é limitado, o que reduz a competição. Adicionalmente, qualquer atraso na construção de usinas tão grandes pode afetar a confiabilidade no atendimento da demanda. Em contraste, usinas que utilizam fontes renováveis são muito menores (30 a 90 MW), com custos de investimento em torno de US\$ 100-300 milhões. Isso aumenta o número de potenciais investidores e, através do efeito portfólio de projetos de menor porte, diminui o impacto de atrasos na construção.

1.2

O desafio da conexão à rede

A conexão de renováveis à rede de transmissão tem sido um dos maiores desafios a nível mundial para permitir a expansão destas fontes de produção em grande escala. Como descrito em [4]-[7], nas regiões onde há rede de transmissão existente, as maiores dificuldades são regulatórias e estão relacionadas à responsabilidade institucional para administrar a conexão e o livre acesso à rede existente (que muitas vezes pertence à transmissora ou à distribuidora). Nas regiões onde não há rede de transmissão construída, como o caso da região central dos Estados Unidos, o desenvolvimento das renováveis tem ocorrido com um ritmo menor e pouca atividade técnica de planejamento de redes tem sido conduzida. Em muitos casos, conexões individuais (para uso exclusivo) de cada geradora à rede existente são desenvolvidas.

No caso do Brasil, a situação une tanto desafios técnicos como regulatórios. Por exemplo, um dos locais mais promissores para as fontes renováveis no Brasil

é a região Centro-Oeste, que inclui parte dos estados do Mato Grosso do Sul e Goiás. Como mostrado na Figura 1-1 e na Figura 1-2, existem centenas de projetos de bioeletricidade e PCHs, espalhados em uma área de 200 mil km², aproximadamente metade da área da Califórnia.

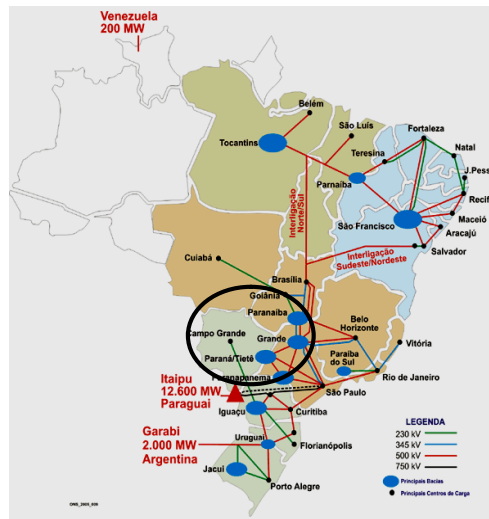


Figura 1-1 – Localizações das usinas de bioeletricidade e PCHs

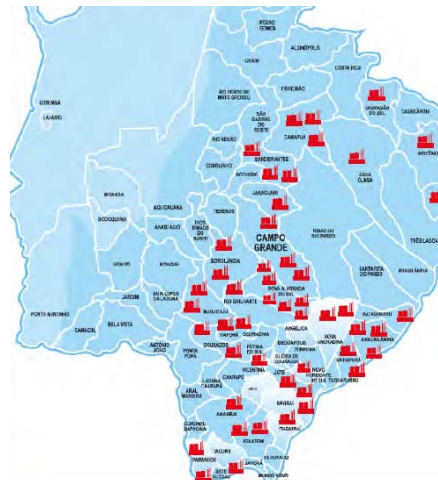


Figura 1-2 – Alguns projetos candidatos de bioeletricidade no Mato Grosso do Sul

Um importante obstáculo para a construção dessas usinas é a incapacidade de absorção pela rede atual do Centro-Oeste das centenas de MWs de novas

usinas. Desta maneira, é necessário planejar e construir reforços na rede de transmissão local de forma a permitir a conexão à rede destas usinas e escoar sua produção para os consumidores locais e das demais regiões do Brasil. Este problema tornou-se mais urgente no ano de 2008, quando foi agendado um leilão de energia para a contratação exclusiva de bioeletricidade e PCH para entrega a partir de 2010. O objetivo deste leilão era aproveitar a forte expansão do plantio de cana visando à exportação de etanol e incentivar os usineiros a instalarem cogeneradores adicionais para exportar eletricidade ao sistema elétrico Brasileiro.

No entanto, como será visto a seguir, havia obstáculos técnicos e regulatórios nos processos de planejar, construir e alocar os custos de transmissão que impediam a adoção imediata de qualquer esquema diferente ao existente.

1.3 Regulamentação atual e alocação de custos na rede

A atual regulamentação para o planejamento e construção dos elementos de transmissão (circuitos, transformadores e subestações) e cálculo dos custos de transmissão é baseada no modelo conceitual da Figura 1-3 (ver detalhes em [8]).

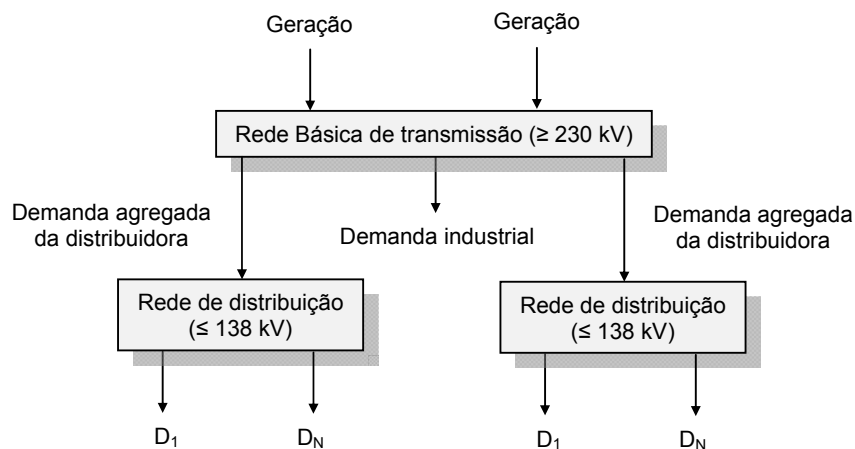


Figura 1-3 – Modelo conceitual para o planejamento e cálculo de preços de transmissão no Brasil

1.3.1

Rede Básica: planejamento, construção e remuneração

Vemos na Figura 1-3 que os geradores suprem um conjunto de demandas através de uma rede de transmissão de alta tensão (igual ou maior que 230 kV) conhecida como Rede Básica. Como não é econômico conectar diretamente todos os pares de geradores/consumidores, a expansão da Rede Básica é planejada de maneira centralizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), uma companhia estatal para estudos de planejamento.

Anualmente a EPE propõe um plano de expansão da rede para os próximos dez anos (atualização do Plano Decenal), que é avaliado e aprovado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), entidade reguladora, é responsável por organizar leilões periódicos para a construção dos reforços de transmissão aprovados. Vinte leilões de transmissão foram realizados na última década, resultando na construção de 35 mil km de linhas de alta tensão¹, a um custo em torno de US\$ 5 bilhões [8].

Cada sistema de transmissão é leilado por um esquema de envelope fechado, onde cada licitante oferece uma remuneração anual fixa para sua construção e operação (nenhuma receita de congestionamento é atribuída às linhas de transmissão). O vencedor do leilão, ofertante do menor preço, começa a receber a remuneração requerida quando as instalações entrarem em operação e esta remuneração é garantida por 15 anos através de um contrato de concessão.

Isso significa que a receita total requerida pela Rede Básica em um dado ano é a soma das remunerações fixas de todos os equipamentos de transmissão em operação naquele ano².

Essa receita total é obtida dos geradores e consumidores através de uma cobrança fixa, denominada tarifa de uso do sistema de transmissão – TUST. A TUST de cada gerador e cada consumidor³ é calculada por uma metodologia nodal [9] que procura refletir a utilização da rede⁴ por cada usuário.

¹ 230 kV, 500 kV e 600 kV-DC.

² Os donos dos ativos de transmissão existentes antes do leilão recebem uma remuneração fixa definida pelo regulador.

³ \$/kW instalado para geradores e \$/kW de demanda anual de ponta para consumidores.

⁴ Geradores mais próximos dos centros de carga – tipicamente usinas termoeletricas – pagam um valor de TUST inferior em comparação com os mais distantes, usualmente hidroelétricas. Os valores de TUST são ajustados para garantir que geradores e consumidores rateiem a receita total requerida numa base de 50%-50%.

1.3.2

Planejamento, construção e remuneração da rede de distribuição

Observa-se também na Figura 1-3 que algumas das demandas conectadas à Rede Básica correspondem a grandes consumidores industriais, enquanto outras correspondem aos pontos de entrada nas redes de distribuição, que suprem consumidores conectados a níveis de tensão mais baixos (138 kV ou inferiores). As companhias de distribuição (distribuidoras), ao invés da EPE, são as responsáveis pelo planejamento e construção de reforços no nível de distribuição em suas áreas de concessão. Em cada revisão tarifária, a ANEEL avalia se esses reforços foram economicamente justificáveis, quando então seus custos são repassados para os consumidores da distribuidora.

Isso significa que, diferentemente da Rede Básica, onde os custos de transmissão são divididos por todos os geradores e consumidores no sistema, 100% dos custos da rede de distribuição são alocados para seus consumidores locais.

Essa alocação de custos de distribuição faz sentido com as premissas do modelo conceitual da Figura 1-3, onde os únicos usuários das redes de distribuição são os consumidores locais.

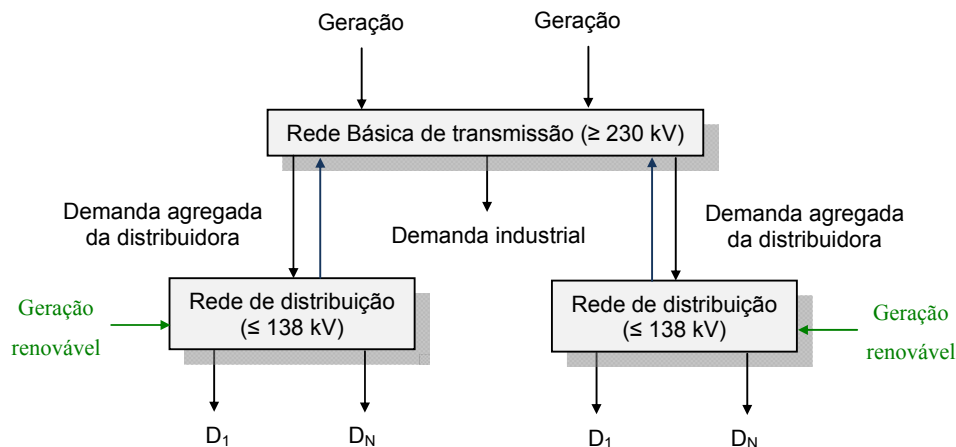


Figura 1-4 – Novo paradigma para o planejamento e alocação de custos de transmissão

No entanto, a maioria das usinas renováveis conecta-se à rede em baixa tensão. A necessidade de injeção de milhares de MW de energia renovável nos níveis de tensão da rede de distribuição (138 kV e 69 kV, por exemplo) mudou

este esquema conceitual. A nova realidade, ilustrada na Figura 1-4, criou desafios regulatórios para o planejamento e remuneração da conexão de renováveis no Brasil. Essas questões serão discutidas a seguir.

1.3.3

O desafio para a conexão de renováveis no Brasil: planejamento e alocação de custos

O planejamento da integração de energia renovável em grande escala à Rede Básica no Brasil carecia de regulamentação. Por um lado, a EPE não tinha o mandato – e pessoal adicional – para planejar reforços no nível de distribuição, pois esta tarefa é de responsabilidade das distribuidoras. Por outro lado, as equipes de planejamento das distribuidoras não eram dimensionadas para desenhar redes que, em alguns casos, eram maiores do que o próprio sistema de distribuição existente. Também havia uma questão complexa envolvendo a alocação dos custos das novas redes de transmissão. Pela regulamentação em vigor, estes custos seriam integralmente cobrados dos consumidores locais da distribuidora. No entanto, esta cobrança seria injusta, pois a maior parte da energia produzida pelas fontes renováveis se destinava a abastecer os consumidores de todo o país. A solução regulatória de longo prazo para os problemas acima será provavelmente ampliar a definição de Rede Básica para incluir níveis de tensão mais baixos. No entanto, esta mudança demanda tempo, pois é necessário resolver questões como a do monopólio atual da distribuidora na construção de sistemas de transmissão em tensões mais baixas em suas áreas de concessão.

1.3.4

O esquema proposto para a integração

A solução proposta para a conexão à rede das usinas de bioeletricidade e PCH foi concebida durante o ano de 2008, num esforço conjunto envolvendo os investidores nas usinas, a EPE, a ANEEL e o MME. O cerne desta solução é a construção de uma rede integradora de geração renovável através de instalações compartilhadas de geração, conhecido como o esquema de ICG.

Os pontos principais desse esquema são:

1. *Planejamento*: a rede integradora é planejada em conjunto pelos próprios investidores em cooperação com a EPE. O plano proposto seria então sujeito à aprovação da ANEEL.
2. *Alocação de custos*: os geradores pagariam 100% dos custos de conexão de suas usinas às redes de integração, compartilhariam os custos da rede de integração de uso comum e pagariam o custo de acesso à Rede Básica.
3. *Construção*: as distribuidoras renunciariam – excepcionalmente – a seus direitos de construir os sistemas de transmissão relacionados à rede de integração. Um mecanismo de licitação desta rede de integração, similar ao utilizado para a Rede Básica, seria aplicado para a construção dos reforços.

O esquema de ICG foi implementado com sucesso para o leilão de bioeletricidade realizado em novembro de 2008 e está formalmente descrito em uma série de resoluções da ANEEL e outros instrumentos regulatórios.

Um aspecto chave deste esquema era o planejamento das redes de integração nos estados de Mato Grosso do Sul e Goiás. Este problema apresenta fortes desafios técnicos; sua formulação e solução é o tema desta tese.

1.4 Planejando a rede de integração

Dado que as usinas de bioeletricidade e PCHs estavam espalhadas por uma grande área, a solução adotada foi planejar uma rede de integração com camadas de conexões compartilhadas por meio de subestações subcoletoras em diferentes níveis de tensão. Como ilustrado na Figura 1-5, isso evita a necessidade de conexões individuais (para uso exclusivo) de cada geradora à rede de alta tensão, como tem sido observado atualmente em diversas partes do mundo, como na Europa.

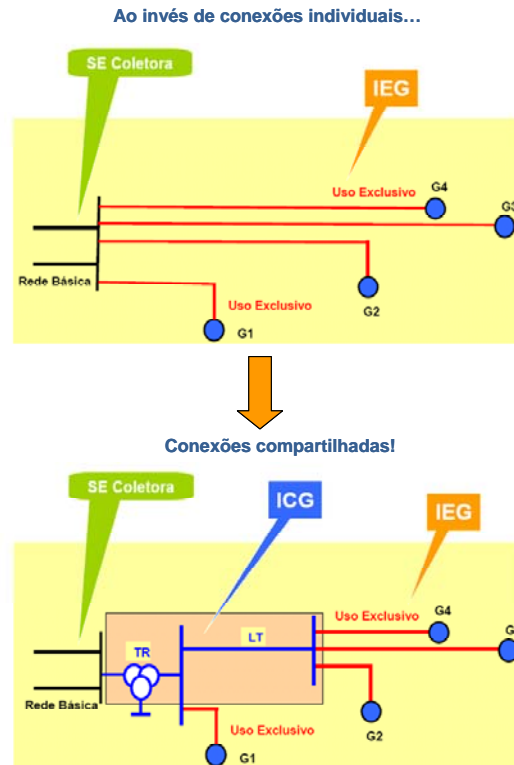


Figura 1-5 – A rede de integração

1.4.1

Desafios do problema de planejamento da rede

O primeiro desafio de planejamento é definir o arranjo topológico da rede. No exemplo simples da Figura 1-6, cada gerador renovável (em cinza escuro) está conectado a outro gerador ou a uma subestação subcoletora de 138 kV (cinza claro). Por sua vez, estas subestações subcoletoras estão conectadas às subestações coletoras da Rede Básica de 230 kV (ponto de saída da rede de integração e de entrada para a Rede Básica, em preto).

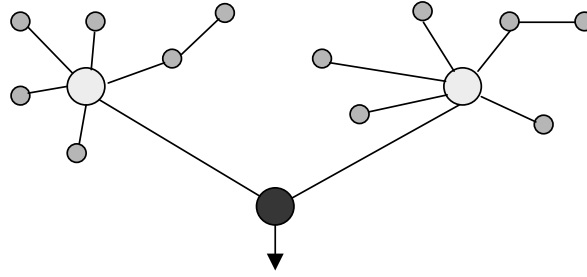


Figura 1-6 – Exemplo de rede de integração com duas subestações coletoras

Observa-se que pode haver um número muito grande de arranjos possíveis. Por exemplo, a Figura 1-7 mostra uma topologia alternativa para os mesmos geradores, agora com três subestações subcoletoras; muitos outros arranjos, com diferentes números de subestações subcoletoras e camadas de tensão, podem ser prontamente visualizados.

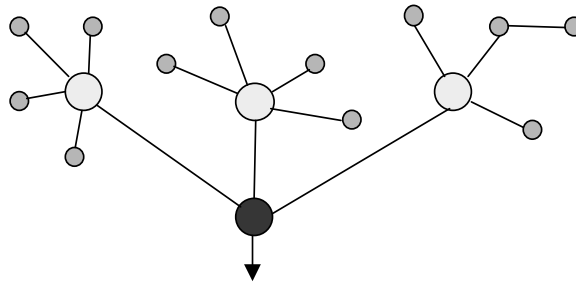


Figura 1-7 – Exemplo de rede de integração com três subestações subcoletoras

Nos estudos de planejamento realizados para a integração das usinas de bioeletricidade e PCHs, havia duas camadas de subestações subcoletoras candidatas (138 kV e 230 kV). Na construção dos planos de expansão candidatos, cada gerador podia ser conectado ou a outro gerador, ou a uma subestação subcoletora, ou ainda diretamente a uma subestação coletora da Rede Básica (barra de saída da rede de integração). Por sua vez, cada subestação subcoletora podia ser conectada a uma das outras subestações subcoletoras ou a uma das subestações coletoras da Rede Básica.

Dado um arranjo topológico candidato, o próximo desafio do planejamento é definir as coordenadas espaciais de cada subestação subcoletora (as localizações do gerador e da subestação coletora são conhecidas). Como as coordenadas das subcoletoras são livres no plano (X,Y) , mesmo com algumas áreas proibidas, o número de opções de localização é infinito. O objetivo é então encontrar a solução que minimiza o custo total de construção da rede de integração, composto pelos custos das subcoletoras, dos equipamentos de transformação e das linhas de transmissão, além dos custos econômicos de perdas.

1.5 Objetivo da Tese

Esta tese tem três objetivos: (i) propor uma abordagem para a solução do problema de planejamento da integração de novas usinas renováveis (bioeletricidade, PCHs, eólicas etc) à Rede Básica; (ii) mostrar como tal abordagem pode ser modelada matematicamente e formulada através de um problema de Programação Não-Linear Inteira Mista, e (iii) apresentar resultados reais da aplicação da abordagem desenvolvida no problema de integração de usinas renováveis da região de Mato Grosso do Sul e Goiás e de Minas Gerais. Os resultados aqui apresentados foram posteriormente discutidos com a EPE e utilizados para definir a rede real de integração de usinas de bioeletricidade e PCHs para o leilão realizado em 2008. Esta rede foi licitada ainda em 2008 e os primeiros circuitos têm previsão de entrada em operação a partir de julho de 2010.

Uma dificuldade do problema abordado nesta tese é que não se trata apenas de determinar os fluxos em uma rede já existente, mas sim determinar a topologia da rede em si, que envolve a decisão sobre a criação de nós de passagem intermediários (subcoletoras) e a determinação das ligações de todos os nós da rede (circuitos), em conjunto com a localização livre no plano dos nós intermediários criados e com a determinação dos fluxos em cada circuito utilizado. Como será discutido em detalhes no Capítulo 3, este problema possui semelhanças com o Problema de Árvore de Steiner Euclidiano. Os problemas de Árvore de Steiner se enquadram na classe de problemas de Otimização Combinatória NP-completo e são, portanto, de difícil solução. Entretanto, o Problema de Árvore de Steiner Euclidiano não trata de fluxo em rede, apenas da

determinação da topologia e localização dos nós (intermediários) de Steiner que conecte todos os nós com distância mínima. No problema original de Árvore de Steiner não são considerados quaisquer custos para os nós intermediários nem custos diferenciados para os arcos, que é o caso do problema estudado nesta tese. Muitas generalizações foram feitas ao longo das décadas de 60 a 80 do problema da Arvore de Steiner, cada generalização com suas dificuldades relevantes de solução. Entretanto, o problema estudado nesta tese não se enquadra diretamente em nenhuma destas extensões, sendo sempre uma variante de uma ou de outra.

1.6 Contribuições da tese

A principal contribuição desta tese é a solução de um problema de planejamento da transmissão de grande porte com a representação conjunta de todas as características do problema real, onde algumas delas estão presentes na literatura e outras não. Adicionalmente, este trabalho busca estabelecer aproximações lineares para o cálculo das distâncias envolvidas no problema, que reduz significativamente a dificuldade do problema. Além disto, foi possível demonstrar analiticamente que a aproximação linear da distância apresenta um erro que pode ser controlado e ser limitado a no máximo 5% no pior caso, o que é totalmente aceitável na vida real, dadas todas as incertezas envolvidas no planejamento. Com uma formulação adequada, foi então possível resolver diversas instâncias reais do problema utilizando um software de otimização comercial de Programação Não-Linear Inteira Mista.

Do ponto de vista da otimização, como a função objetivo do problema apresenta multiplicação de variáveis e não é possível garantir que ela seja convexa, existe a possibilidade de que a solução resultante seja um ótimo local. Entretanto, para os casos analisados, as soluções obtidas mostraram-se muito boas do ponto de vista de planejamento da rede de transmissão necessária. A formulação proposta permitiu incorporar ao problema os custos das perdas quadráticas sem a necessidade de adição de novos termos não-lineares.

1.7 Organização da Tese

O foco principal desta tese é apresentar uma metodologia para à obtenção da rede de integração de mínimo custo que conecte os novos empreendimentos de geração à Rede Básica. Para que se possa planejar esta rede, é necessário conhecer as características fundamentais de todos os seus componentes e a relação entre eles, a qual lhe confere sua estrutura particular. O capítulo 2 identifica e descreve os componentes da rede envolvidos neste problema: geradores, linhas de transmissão, subestações subcoletoras, subestações coletoras da Rede Básica, subestações de transformação e transformadores. O conjunto de dados necessários de cada um destes elementos para a formulação do problema de otimização é apresentado neste capítulo 2, cujo objetivo é, portanto, dar uma visão geral do problema completo sob a perspectiva de engenharia envolvida no planejamento.

Uma vez conhecidos todos os elementos que constituem a rede de integração e definida a forma como se inter-relacionam, uma descrição do problema planejamento explorando as características da sua estrutura particular e apontando as facilidades e dificuldades que elas trazem para problema é apresentada no capítulo 3. Neste capítulo é também feita uma revisão bibliográfica dos trabalhos correlatos ao apresentado nesta tese, onde se apontam as semelhanças e, sobretudo, as diferenças que conferem a este trabalho especial relevância.

O capítulo 4 começa com uma versão simplificada, porém representativa, do problema de planejamento visando a introduzir a formulação matemática para solução do problema. De forma progressiva novos elementos são introduzidos ao problema ao longo do capítulo, aproximando-o gradualmente do problema completo, cuja formulação consolidada é apresentada em seu final. Em cada passo deste processo construtivo, novos desafios de formulação vão sendo apresentados e os respectivos métodos de como abordá-los matematicamente vão sendo introduzidos.

A aplicação prática da modelagem matemática desenvolvida é apresentada no capítulo 5 com exemplos reais de planejamento de redes de integração para a conexão de usinas renováveis no Mato Grosso do Sul e Goiás e também em Minas Gerais. As redes de Mato Grosso do Sul e Goiás obtidas por meio da metodologia

apresentada nesta tese e apresentadas no capítulo 5 foram de fato licitadas e estão sendo construídas, passando a fazer parte do sistema elétrico brasileiro. As redes de Minas Gerais, também obtidas por meio da metodologia apresentada nesta tese e apresentadas no capítulo 5, foram encaminhadas pela CEMIG, distribuidora local, à EPE como recomendação para a integração das usinas de biomassa e PCHs que solicitaram acesso à rede.

Desta forma, este trabalho será concluído no capítulo 6, onde serão resumidas as contribuições geradas nesta tese e na sequência, no capítulo 7, são propostos desenvolvimentos futuros decorrentes deste trabalho.