

## 2 Componentes da rede de integração

Como já descrito anteriormente, o foco desta tese está no problema de planejamento da integração de novas usinas renováveis à Rede Básica. Para realizar este planejamento, é preciso conhecer, por um lado, algumas informações sobre os projetos de geração que precisam viabilizar suas conexões à Rede Básica. Por outro lado, como a energia produzida pelas novas usinas precisa fluir pela Rede Básica até chegar aos centros consumidores, são necessárias algumas informações das subestações coletoras da Rede Básica (existentes ou futuras) capazes de absorver a nova injeção. Estas subestações coletoras da Rede Básica constituem o ponto de entrada para o sistema principal de transmissão.

Entre os geradores e as coletoras da Rede Básica, deseja-se obter a rede de integração de mínimo custo que garanta que toda a nova injeção de energia chegue à Rede Básica. O projeto desta rede de integração envolve a construção de novas subestações de coleta e de transformação, torres de transmissão, instalação de cabos com condutores apropriados e equipamentos de transformação.

A descrição das características relevantes de cada um dos elementos envolvidos no problema de planejamento, assim como as relações entre eles, será apresentada nas seções a seguir.

Em algumas circunstâncias, para maior facilidade de entendimento, será utilizada uma terminologia com menos rigor técnico, mas que aproxima a descrição dos componentes da rede à modelagem matemática do problema, a qual será apresentada no mais adiante.

### 2.1 Geradores

Dos projetos de geração são conhecidas suas coordenadas (latitude e longitude), data prevista de entrada em operação e capacidade instalada. Estas informações são disponibilizadas pelos empreendedores interessados em se conectar à rede. Como as usinas renováveis (bioeletricidade, PCHs e eólicas) têm

um perfil de geração variável ao longo dos meses – sazonal e com uma componente estocástica –, para o dimensionamento da rede de integração é necessário o uso da potência máxima injetável na rede. Isto é, cada gerador precisa informar a sua potência máxima que deseja que a rede de integração seja garantidamente capaz de transportar. Esta rede será, portanto, projetada para o caso extremo, onde ela deve ser capaz de transportar a soma das potências injetadas máximas de cada gerador, considerando que não há falha nos equipamentos de transmissão<sup>5</sup>.

Em resumo, os dados básicos necessários para o planejamento da rede de integração são aqueles exemplificados na Tabela 2-1:

**Tabela 2-1 – Exemplo de dados necessários dos geradores**

Nome do gerador	Potência MW	Coordenadas		Ano operação
		Latitude	Longitude	
RIOPARANA	52	23°38'41"S	54°15'04"W	2010
INF JATEI	57	22°42'57"S	54°02'50"W	2010
INF LARANJAI	57	22°55'44"S	54°05'37"W	2009
NAVIRAI	81	22°51'24"S	54°03'37"W	2010

O ponto de conexão de cada gerador à rede de integração é a subestação da usina (também denominada “barra da usina”), que elevará a tensão de um nível de 13,8 kV (tensão em que a energia é produzida na usina) para um nível de tensão mais alto, tipicamente 69 kV, 138 kV ou 230 kV (tensão em que a energia é transmitida). A escolha do nível de tensão para a transmissão da energia na saída da usina faz parte do problema de planejamento e deve ser definida de forma a minimizar o custo total da rede de integração. Esta escolha impacta no dimensionamento da subestação de transformação da usina, na escolha dos equipamentos de transformação e na escolha dos condutores utilizados nos circuitos. Quanto maior o nível de tensão da subestação de uma usina, maior é seu espaço físico e, conseqüentemente, maior é o seu custo. Este custo varia ainda em função no número de conexões (os chamados *bays*) na subestação; a configuração mais simples apresenta uma conexão interna e uma externa: uma do transformador que conecta o gerador à sua subestação (interna) e outra da linha que conecta a

<sup>5</sup> Os procedimentos de rede estabelecem a necessidade da aplicação do critério N-1 de confiabilidade em relação a falhas de equipamentos apenas quando há demanda a suprir. No caso da rede de integração, há apenas geração e, portanto, não é necessária a aplicação do critério N-1 ao projetar-se a rede.

subestação à rede de integração (externa). Outras configurações são também possíveis, como, por exemplo, com um transformador conectando o gerador à sua subestação (interna), outra conectando a subestação à outra subestação de outro gerador (externa) e uma terceira conectando a subestação à rede de integração (também externa).

Todo gerador têm, portanto, uma subestação de transformação associado a ele, cuja localização geográfica é considerada a mesma do gerador, que eleva a tensão de geração para um nível de tensão de transmissão, a ser determinada na solução do problema. A Tabela 2-2 apresenta o conjunto de informações necessárias de subestações de transformação de usina. Note que estas informações são válidas para todas as usinas.

**Tabela 2-2 – Exemplo de dados necessários das subestações de usina de diferentes níveis de tensão**

Subestação de 138 kV		Subestação de 230 kV	
# de <i>bays</i>	Custo kR\$	# de <i>bays</i>	Custo kR\$
2	1922	2	4438
3	2234	3	5163

## 2.2 Linhas de transmissão

As linhas de transmissão (LTs) transportam energia de uma subestação a outra. Os custos das LTs estão associados primordialmente aos cabos utilizados. Os cabos, por sua vez, dependem dos condutores e seus respectivos arranjos (se o circuito é tipo simples ou duplo, se a configuração é com um ou dois condutores por fase etc.). Basicamente, os condutores estão relacionados às respectivas áreas de suas seções transversais, que definirão qual o seu custo por quilômetro, capacidade máxima de fluxo comportado (que pode ser o limite térmico do condutor ou um valor menor por questão de segurança), nível de tensão em que pode ser empregado e resistência (há vários outros dados técnicos das LTs, mas os citados aqui são os de relevância para o escopo desta tese).

Os custos das torres de sustentação dos cabos estão incluídos no custo por quilômetro de cada LT. Além disto, quando uma LT é instalada, há ainda o custo

de construção de um módulo de entrada de linha em cada uma das subestações que ficam nas extremidades da linha (denominado custo de entrada de linha).

Para o problema de planejamento, as informações necessárias dos diversos tipos de condutores disponíveis de 138 kV para uso nas LTs da rede de integração são apresentadas na Tabela 2-3.

**Tabela 2-3 - Exemplo de dados necessários para LTs**

Id	Tensão kV	Tipo circuito	Condutor		Cap MVA	Resistência %/km	Custo kR\$/km	Custo entradas de linha kR\$
			MCM	# cond. por fase				
11266	138	Simples	266	1	70	0,124	131	1304
11336	138	Simples	336	1	90	0,098	142	1304
11397	138	Simples	397	1	105	0,083	152	1304
11477	138	Simples	477	1	115	0,069	161	1304
11556	138	Simples	556	1	125	0,060	179	1304
11636	138	Simples	636	1	140	0,052	187	1304
11715	138	Simples	715	1	155	0,046	201	1304
11795	138	Simples	795	1	170	0,042	218	1304
11900	138	Simples	900	1	185	0,038	217	1304
11954	138	Simples	954	1	195	0,036	224	1304
111113	138	Simples	1113	1	225	0,031	240	1304
12636	138	Simples	636	2	280	0,026	256	1304
12795	138	Simples	795	2	310	0,021	285	1304

A informação do nível de tensão de cada condutor define onde ele pode ser aplicado: condutores de 138 kV podem interligar duas subestações de 138 kV, condutores de 230 kV podem interligar duas subestações de 230 kV e assim por diante. O tipo de circuito, MCM<sup>6</sup> e número de condutores por fase são apenas dados informativos para identificar o condutor, não fazendo parte diretamente do problema de otimização abordado nesta tese. A capacidade máxima do condutor limita o máximo fluxo que poderá passar pela LT caso o condutor utilizado. A resistência de cada condutor permite calcular as perdas ôhmicas na LT. Para um dado fluxo  $f$  em MW em uma LT de comprimento  $d$  km e resistência  $r$  %/km, a perda  $p$  também em MW é dada por:

$$p = r \times d \times \left(\frac{f}{100}\right)^2$$

<sup>6</sup> MCM, ou kcmil, significa 1000 *circular mils*, onde um *circular mil* é uma unidade de área da seção transversal do condutor, aproximadamente igual a 0.5067 mm<sup>2</sup>.

Quanto menor a perda na LT, mais energia chega à coletora da Rede Básica e maior é a receita dos empreendedores com a venda da sua geração. Por outro lado, para obter perdas na transmissão menores, é preciso utilizar condutores com área de seção transversal maior ou ainda de nível de tensão maior, cujo custo é também maior. Há, portanto, um *trade-off* no problema real de planejamento da rede de integração que envolve, de um lado, o uso de condutores mais baratos (de menor seção), mas de maior perda, e, de outro lado, o uso de condutores mais caros (de maior seção) e que proporcionam perdas na transmissão menores. Ou ainda, utilizar uma tensão de transmissão mais elevada, que requer a utilização de equipamentos mais caros (devido ao nível de isolamento maior), mas que proporcionam também perdas menores. Este *trade-off* pode ser também incorporado ao problema de otimização especificando-se um custo de energia (em R\$/MWh) para valoração das perdas, como será apresentado mais adiante.

### 2.3 Subestações subcoletoras

Uma topologia viável para a rede de integração pode ser definida conectando-se cada gerador (mais precisamente, a sua subestação) diretamente à subestação associada à coletora da Rede Básica com LTs de uso exclusivo<sup>7</sup>.

Uma configuração alternativa é usar uma subestação intermediária, mais próxima dos geradores, à qual eles se conectam por meio de LTs de uso exclusivo. Esta subestação intermediária coleta a geração de todas as usinas conectadas a ela e concentra o fluxo em uma única LT até a coletora da Rede Básica. Esta subestação intermediária é chamada de subcoletora.

Um exemplo destes dois arranjos é ilustrado na Figura 1-5. Observe que o primeiro arranjo utiliza um comprimento total de cabos maior, mas de menor capacidade, uma vez que cada LT é dimensionada para a geração da usina à qual está conectada. Estas LTs são todas de uso exclusivo. O segundo arranjo apresenta um comprimento total de cabos menor, sendo as LTs de uso exclusivo também mais curtas. Por outro lado, a LT de uso compartilhado, que conecta a subcoletora à coletora da Rede Básica, deve ser dimensionada para transportar a soma da geração de todas as usinas. Para isto, um condutor de maior capacidade e,

---

<sup>7</sup> O termo “uso exclusivo” indica que os equipamentos não são compartilhados entre geradores; isto é, atendem um único gerador.

consequentemente, de maior custo por quilômetro precisa ser utilizado. Pode haver ainda um benefício indireto quando este condutor resultar em perdas menores na rede de integração em comparação com a topologia que é 100% de uso exclusivo.

A segunda configuração tem ainda um custo adicional de construção da subestação subcoletora, o qual varia com o número de conexões que comporta (são os *bays*, já mencionados na descrição da subestação da usina). O custo desta subestação varia ainda com o nível de tensão utilizado.

A Tabela 2-4 apresenta o conjunto de informações necessárias das subestações subcoletoras para uso na rede de integração.

**Tabela 2-4 – Exemplo de dados necessários das subestações subcoletoras de diferentes níveis de tensão**

Subestação de 138 kV		Subestação de 230 kV	
# de <i>bays</i>	Custo kR\$	# de <i>Bays</i>	Custo kR\$
2	3720	2	6751
3	3893	3	7547
4	4085	4	8327
5	4294	5	9057
6	4522	6	9740
7	4768	7	10377
8	5032	8	10970
9	5314	9	11522
10	5615	10	12034
11	5934	11	12508
12	6271	12	12946
13	6626	13	13348
14	6999	14	13717
15	7391	15	14054
16	7801	16	14360
17	8229	17	14635
18	8675	18	14804

O problema de planejamento deverá definir se subcoletoras (e de que nível de tensão) serão utilizadas para diminuir o custo total da rede de integração. Esta decisão deve ser tomada em conjunto com duas outras: (i) quais serão as conexões desta subcoletora e (ii) qual será sua localização geográfica.

## 2.4 Coletoras da Rede Básica

O ponto final da rede de integração – que é o ponto de entrada para a Rede Básica – é uma subestação coletora, que apresenta nível de tensão de 230 kV ou superior. No que diz respeito ao planejamento da rede de integração, as únicas informações necessárias da subestação coletora são a capacidade máxima de injeção que comporta e sua localização geográfica. Isto permite planejar a rede de integração sem a necessidade de levar em conta toda a malha da Rede Básica, o que aumentaria enormemente a complexidade do problema.

A Tabela 2-5 ilustra os dados necessários das subestações coletoras da Rede Básica disponíveis para conexão da rede de integração.

**Tabela 2-5 – Exemplo de dados necessários das coletoras da Rede Básica**

Nome da coletora	Tensão kV	Coordenadas		Máxima injeção MW
		Latitude	Longitude	
NAVIRAI--230	230	23°23'05"S	54°33'50"W	2.000

Há inúmeras coletoras da Rede Básica espalhadas pelo país. A escolha de quais delas estarão disponíveis para concentrar a geração das usinas renováveis e, portanto, que farão parte do problema de planejamento, depende de dois fatores: (i) distância entre a coletora e o grupo de geradores candidatos; e (ii) capacidade de receber novas conexões e injeções adicionais. Para que uma coletora existente possa receber mais fluxo e ter mais linhas de transmissão conectadas a ela, podem ser necessárias obras de expansão e/ou reforços, cujos custos devem ser levados em consideração no problema de planejamento.

Existe ainda a possibilidade de criação de novas coletoras da Rede Básica para atender à demanda de conexão de novos projetos de geração. Estas novas coletoras podem ser subestações inteiramente novas, que aproximam a Rede Básica aos novos geradores, ou mesmo subestações implantadas a partir do seccionamento de linhas de transmissão da Rede Básica existentes.

No caso de coletoras novas, a determinação da sua localização geográfica pode também ser parte do problema de planejamento da rede de integração, ficando a mesma livre ou restrita a uma determinada região de interesse (por exemplo, dentro de um círculo de centro e raio definidos). No caso de um seccionamento, a posição da coletora está restrita a um segmento de reta definido

por dois pontos por onde (aproximadamente) passa a linha de transmissão a ser seccionada. Nessas situações a informação de coordenadas geográficas apresentadas na Tabela 2-5 não são conhecidas, mas sim as coordenadas do centro do círculo e seu raio ou de dois pontos da LT a ser seccionada.

A determinação de quais coletoras da Rede Básica estarão disponíveis para o planejamento da rede de integração, sejam elas existente ou futuras, de posição fixa, livre ou restrita ou ainda decorrentes de um seccionamento, é estabelecida pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

## 2.5 Subestações de transformação

Como já mencionado anteriormente, os geradores produzem energia em um nível de tensão de 13,8 kV e esta energia deve chegar até a coletora da Rede Básica, que terá um nível de tensão de 230 kV ou superior. Há, portanto, a necessidade de instalação de transformadores na rede de integração. A instalação dos transformadores é feita em subestações de transformação, semelhantes às subestações subcoletoras.

As subestações de transformação são compostas por uma barra de baixa tensão e uma barra de alta tensão. As LTs transportando a geração das usinas se conectam à barra de baixa com um determinado nível de tensão. O fluxo passa pelos transformadores e sai pela barra de alta com um nível de tensão mais elevado, seguindo pela rede.

Sempre que há elevação de tensão na rede de integração é automaticamente construída uma subestação de transformação, cujo custo é função do número de *bays*, como ocorre com as subestações subcoletoras. Assim, os dados necessários das subestações de transformação são os mesmo das subcoletoras, como apresentado na Tabela 2-4. O nível de tensão da subestação de transformação, para fins de dimensionamento e custo, é o mesmo da sua tensão de entrada (tensão mais baixa).

As subestações de transformação podem ser posicionadas junto aos geradores (como descrito na seção 2.1), junto às coletoras da Rede Básica ou junto às subcoletoras. Esta decisão dependerá das necessidades de transformação em cada ponto da rede de integração e faz parte do problema de planejamento.



## 2.6 Transformadores

Os transformadores (trafos), instalados nas subestações de transformação, são responsáveis pela elevação de tensão na rede de integração. É importante ressaltar que não há diminuição no nível de tensão desta rede, uma vez que a tensão inicial (na usina) é menor que a tensão final (na coletora da Rede Básica). O dimensionamento dos equipamentos de transformação está relacionado com o fluxo total que passa por eles. Mais precisamente, cada transformador apresenta um limite máximo de capacidade de potência. Há ainda os custos das conexões de baixa e alta tensão do transformador, que são independentes do fluxo.

A Tabela 2-6 e a Tabela 2-7 apresentam o conjunto de informações necessárias para o dimensionamento dos transformadores.

**Tabela 2-6 – Exemplo de dados necessários dos transformadores de diferentes níveis de tensão: custo em função da potência**

Trafo 13,8/138 kV		Trafo 13,8/230 kV		Trafo 138/230 kV	
Potência MW	Custo kR\$	Potência MW	Custo kR\$	Potência MW	Custo kR\$
5	297	15	1083	50	2803
8	372	20	1182	55	2935
10	421	25	1279	70	3320
15	536	30	1375	75	3445
20	643	40	1561	84	3664
25	741	50	1740	100	4038
30	832	60	1912	120	4479
33	884	70	2078	150	5083
40	995	75	2158	170	5447
46	1083	80	2237	180	5617
50	1137	100	2534	200	5935
60	1264	120	2804	225	6290
65	1323	150	3158	250	6596
70	1380	160	3262	300	7066
75	1436				
80	1491				
90	1603				
100	1720				
110	1849				
120	1995				
135	2256				
150	2584				
160	2850				

**Tabela 2-7 – Exemplo de dados necessários dos transformadores de diferentes níveis de tensão: custo das conexões de baixa e alta tensões**

Trafo 13,8/138 kV		Trafo 13,8/230 kV		Trafo 138/230 kV	
Custo da Conexão de 13,8kV kR\$	Custo da Conexão de 138kV kR\$	Custo da Conexão de 13,8kV kR\$	Custo da Conexão de 230kV kR\$	Custo da Conexão de 138kV kR\$	Custo da Conexão de 230kV kR\$
223	942	223	2035	942	2457