

|   |   |   |                              |
|---|---|---|------------------------------|
|  | <b>CARTA CONTRATO</b><br><b>N.1900.0081978.13.3</b> | <b>Nº:</b>  | <b>Farfilho – 035 / 2013</b> |
|   | <b>CLIENTE:</b>                                     | <b>PETROBRÁS</b>  | <b>FOLHA:</b> de             |
|   | <b>PROGRAMA:</b>                                    |   |                              |
|   | <b>ÁREA:</b>  | <b>Engenharia Elétrica</b>  |                              |
|   | <b>TÍTULO:</b>                                      | <b>Análise da melhor alternativa de conexão pelo critério de Mínimo Custo Global (MCG).</b> |                              |

Farfilho Consultoria Comércio e Representações LTDA  
 CNPJ : 03.760.184/0001-86  
 End: Rua Aldo de Azevedo 78 – São Paulo – CEP 05453-030  
 Tel / Fax : 00551130218060 – 00551199075541 – website : [www.farfilho.com.br](http://www.farfilho.com.br)

## ÍNDICE DE REVISÕES

| REV. | DESCRIÇÃO E/OU FOLHAS ATINGIDAS  |
|------|--|
| 0    | Emissão Inicial  |
| A    | Atendimento a comentários Petrobras  |
| B    | Atendimento a comentários do MME, conforme ofício nº 115/2014-DPE/SPE-MME (marcados em cinza). |



|             | REV. 0     | REV. A     | REV. B     | REV. C | REV. D | REV. E | REV. F | REV. G | REV. H |
|-------------|------------|------------|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| DATA        | 10.07.2014 | 14.08.2014 | 13.10.2014 |        |        |        |        |        |        |
| PROJETO     | JM         | JM         | JM         |        |        |        |        |        |        |
| EXECUÇÃO    | JM         | JM         | JM         |        |        |        |        |        |        |
| VERIFICAÇÃO | Farfilho   | Farfilho   | Farfilho   |        |        |        |        |        |        |
| APROVAÇÃO   | Farfilho   | Farfilho   | Farfilho   |        |        |        |        |        |        |

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA FARFILHO CONSULTORIA COMÉRCIO E REPRESENTAÇÕES LTDA

## SUMÁRIO

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. OBJETIVO .....</b>                           | <b>3</b>  |
| <b>2. CONCLUSÕES .....</b>                         | <b>3</b>  |
| <b>3. ESCOPO .....</b>                             | <b>4</b>  |
| <b>4. HIPÓTESES E DADOS .....</b>                  | <b>6</b>  |
| <b>5. CRITÉRIOS.....</b>                           | <b>8</b>  |
| <b>6. CUSTOS DA SE, EQUIPAMENTOS E LINHAS.....</b> | <b>9</b>  |
| <b>6.1. MÓDULO GERAL.....</b>                      | <b>13</b> |
| <b>6.2. MÓDULO DE MANOBRA.....</b>                 | <b>14</b> |
| <b>6.3. EQUIPAMENTOS.....</b>                      | <b>15</b> |
| <b>6.4. LINHAS DE TRANSMISSÃO .....</b>            | <b>16</b> |
| <b>6.5. PERDAS .....</b>                           | <b>18</b> |
| <b>6.6. TOTAL .....</b>                            | <b>19</b> |
| <b>7. REFERÊNCIAS .....</b>                        | <b>21</b> |
| <b>ANEXO A: METODOLOGIA E CONSIDERAÇÕES .....</b>  | <b>22</b> |
| 1 CONDUTOR ECONÔMICO .....                         | 22        |
| 2 EFEITO CORONA .....                              | 23        |
| 3 PERDAS JOULE .....                               | 24        |
| <b>ANEXO B: ALTERNATIVA 1 .....</b>                | <b>26</b> |
| 1 INTRODUÇÃO .....                                 | 26        |
| 2 OBJETIVOS.....                                   | 26        |
| 3 DADOS.....                                       | 26        |
| 4 AVALIAÇÃO DE CONTINGÊNCIAS .....                 | 27        |
| 5 PERDAS JOULE.....                                | 30        |
| 6 REFERÊNCIA .....                                 | 33        |
| <b>ANEXO C: ALTERNATIVA 2.....</b>                 | <b>34</b> |
| 1 INTRODUÇÃO .....                                 | 34        |
| 2 OBJETIVOS.....                                   | 34        |
| 3 DADOS.....                                       | 34        |
| 4 AVALIAÇÃO DE CONTINGÊNCIAS .....                 | 35        |
| 5 CONDUTOR ECONÔMICO .....                         | 38        |
| 6 EFEITO CORONA .....                              | 42        |
| 7 PERDAS JOULE.....                                | 43        |
| 8 REFERÊNCIAS.....                                 | 46        |
| <b>ANEXO D: ALTERNATIVA 3 .....</b>                | <b>47</b> |
| 1 INTRODUÇÃO .....                                 | 47        |
| 2 OBJETIVOS.....                                   | 47        |
| 3 DADOS.....                                       | 47        |
| 4 AVALIAÇÃO DE CONTINGÊNCIAS .....                 | 48        |
| 5 CONDUTOR ECONÔMICO .....                         | 51        |
| 6 EFEITO CORONA .....                              | 53        |
| 7 PERDAS JOULE .....                               | 54        |
| 8 REFERÊNCIAS.....                                 | 57        |

## 1. OBJETIVO

O objetivo desse relatório é apresentar o Estudo de Mínimo Custo Global (EMCG) para conexão do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ) ao sistema contemplando os investimentos em equipamentos e custos das perdas elétricas, e também apresentar avaliações de desempenho elétrico das alternativas estudadas.

O complexo está situado entre as linhas de 345 kV, que liga as subestações Adrianópolis a Macaé.

Nesse relatório são também apresentadas as respostas e modificações referentes aos comentários do Ministério das Minas e Energia (MME) conforme Ofício nº 115/2014 DPE/SPE-MME, estando estas destacadas na cor cinza.

## 2. CONCLUSÕES

Para a revisão do EMCG foram estudadas três alternativas conforme solicitado [1]. Nesse estudo foram determinados os custos de cinco parcelas: módulo geral, módulo de manobra, equipamento, linha de transmissão e perdas. Esses custos foram determinados utilizando-se os procedimentos estabelecidos em [1].

O resultado do EMCG é apresentado na Tabela 1 a seguir e mostra que a alternativa de menor custo é a 1 (construção da SE COMPERJ 345 kV a partir do seccionamento da linha de transmissão Adrianópolis – Macaé, em 345 kV), independente do cenário (Norte Exportador e Norte Importador).

No cenário Norte Exportador a alternativa 1 é mais barata em 25,6% em relação à alternativa 2, e 34,6% mais barata em relação à alternativa 3 no cenário Norte Importador.

Tabela 1 – Resultado do EMCG

| Alternativas | R\$ x 1.000      |                  |
|--------------|------------------|------------------|
|              | Norte Exportador | Norte Importador |
| 1            | 17.643,44        | 17.643,44        |
| 2            | 22.156,48        | 24.203,06        |
| 3            | 22.237,88        | 23.744,17        |

### 3. ESCOPO

São analisadas as três alternativas para a conexão do COMPERJ, conforme [1]:

- **Alternativa 1:** construção da SE COMPERJ 345 kV a partir do seccionamento da linha de transmissão (LT) Adrianópolis – Macaé, em 345 kV, de Furnas, sendo a extensão dos novos trechos de LT de 10 km.
- **Alternativa 2:** construção da SE COMPERJ 345 kV e construção de uma LT em 345 kV (circuito-simples) com extensão de 20 km, ligando a subestação (SE) Venda das Pedras até o COMPERJ.
- **Alternativa 3:** construção da SE COMPERJ 138 kV e construção de uma LT em 138 kV (circuito-simples) com extensão de 20 km, ligando a SE Venda das Pedras até o COMPERJ.

As Figura 1 a Figura 3 apresentam as alternativas estabelecidas.

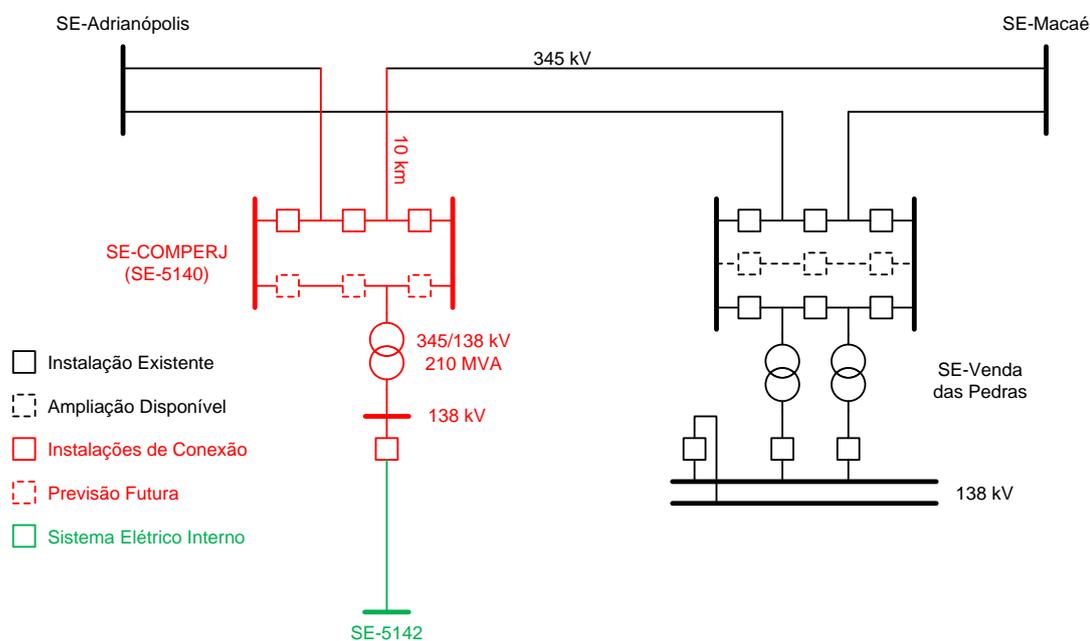


Figura 1 - Alternativa 1

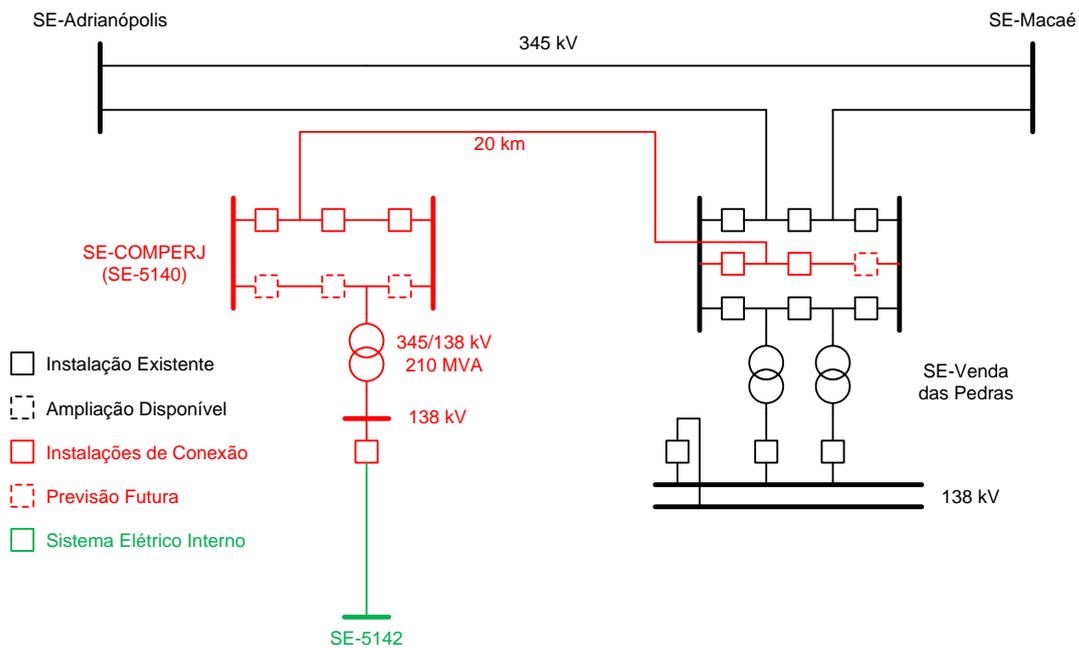


Figura 2 – Alternativa 2

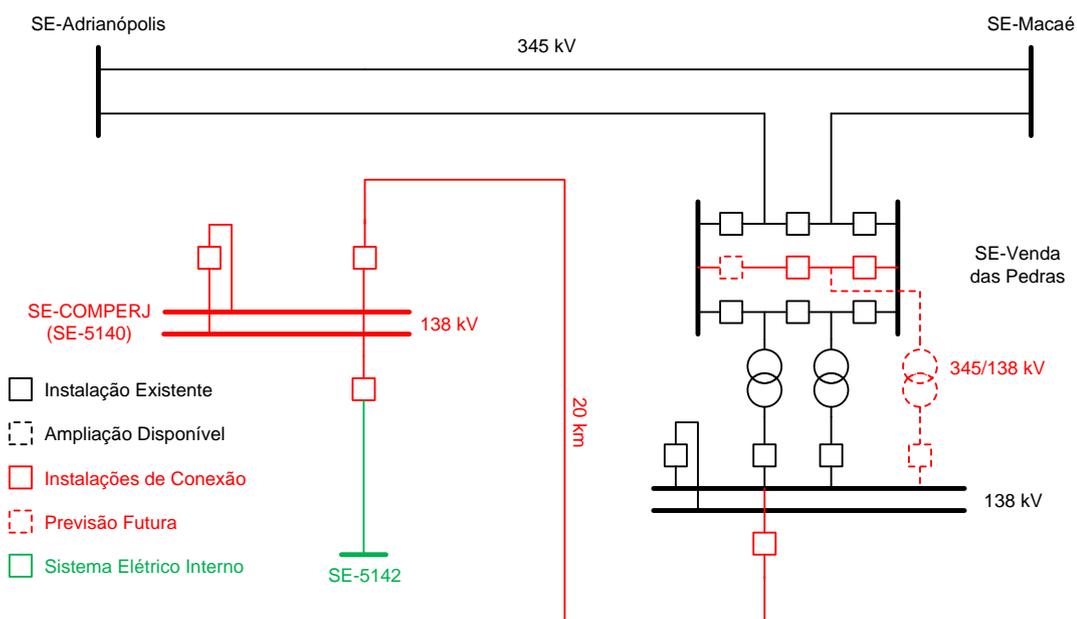


Figura 3 – Alternativa 3

#### 4. HIPÓTESES E DADOS

Serão utilizadas nesse relatório:

- Para cálculo dos investimentos serão utilizados os Bancos de Preços (Revisão 2014) para Infraestrutura e Linhas de Transmissão da ANEEL conforme Resolução Homologatória nº 758, de 6 de Janeiro de 2009 (ANEEL), sem atualização de índice[1].
- Para as alternativas 1 e 2 a SE COMPERJ (SE-5140) foi considerada em DJM com operação inicial em ANEL conforme previsto pelo submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (Item 6.1.2 – Condições Especiais).
- A comparação econômica das alternativas foi baseada no Método dos Rendimentos Necessários, com custo de energia de R\$ 108,00/MWh, taxa anual de 8%, horizonte de estudo de 5 anos, e horizonte de transmissão de 30 anos [1].
- Deve-se observar que a nova previsão de carga e demanda do COMPERJ (Tabela 2) irá afetar as perdas e condições operativas.

Tabela 2 – Previsão de Carga e Demanda do SIN

| Ano  | Demanda Total (MW) | Demanda do SIN (MW)     | Demanda do SIN (MW)    | Demanda do SIN (MW)  |
|------|--------------------|-------------------------|------------------------|----------------------|
|      |                    | Com TGs                 | Sem 1 TG               | Sem TGs              |
|      |                    | Tempo estimado 334 dias | Tempo estimado 30 dias | Tempo estimado 1 dia |
| 2015 | 35                 | 35                      | 35                     | 35                   |
| 2016 | 108                | 78                      | 78                     | 108                  |
| 2017 | 108                | 78                      | 78                     | 108                  |
| 2018 | 199                | 30                      | 78                     | 199                  |
| 2019 | 199                | 30                      | 78                     | 199                  |

\* a partir de 2019 a demanda e geração serão as mesmas

- O COMPERJ possuirá geração própria através da instalação da seguinte configuração da geração:
  - 2xTGVs 2x50,85MW (turbogerador a vapor)
  - 2xTGGs 2x78,55MW (turbogerador a gás)
- A capacidade instalada é de 258,801 MW, mas a Geração disponível está vinculada à condição operacional da planta, existindo uma interdependência de cogeração entre os TGGs e TGVs e o processo de refino e processamento de gás, além das indisponibilidades inerentes a este sistema de geração.
- Quanto ao regime de operação de carga da refinaria, o COMPERJ operará em regime permanente (365 dias/ano e 24h/dia), com fator de potência de 0,98 (requisito do SIN para 345 kV) e 0,95 (requisito do SIN para 138 kV). O perfil será de importador.

Serão utilizados os seguintes dados relativos às distâncias envolvidas:

- LT Adrianópolis – Macaé até SE COMPERJ: 10 km
- Torre 202 até SE Venda das Pedras: 29,8 km
- SE Venda das Pedras até SE COMPERJ (345 kV): 20,0 km
- SE Venda das Pedras até SE COMPERJ (138 kV): 20,0 km

Será calculado o condutor econômico das alternativas de linha (custo mínimo de investimento mais perdas, sendo a bitola mínima a da linha principal existente no caso de seccionamento desta), com exceção da alternativa 1, pois de acordo com [1] deve ser utilizado o condutor existente.

Para a avaliação técnica das alternativas (regime permanente e contingências) serão utilizados os arquivos EPE PDE 2022, contendo os cenários Norte Exportador e Norte Importador, nos patamares de carga leve, média e pesada fornecidos pelo MME [1].

## 5. CRITÉRIOS

De acordo com as referências [2] e [3], serão adotados os seguintes critérios relacionados ao desempenho do sistema em análise:

- Níveis de tensão [2]

Os limites de tensão a serem observados nos estudos elétricos para a condição operativa normal e para condição operativa de emergência se encontram na Tabela 3.

Tabela 3 – Tensão entre fases admissíveis a 60 Hz

| Tensão Nominal de Operação (kV) | Condição Operativa Normal |                      | Condição Operativa de Emergência |                      |
|---------------------------------|---------------------------|----------------------|----------------------------------|----------------------|
|                                 | Tensão (kV)               | pu da tensão nominal | Tensão (kV)                      | pu da tensão nominal |
| 500                             | 500 a 550                 | 1,00 a 1,10          | 475 a 550                        | 0,95 a 1,10          |
| 345                             | 327,8 a 362,2             | 0,95 a 1,05          | 311 a 362                        | 0,90 a 1,05          |
| 138                             | 131,1 a 144,9             | 0,95 a 1,05          | 124,2 a 144,9                    | 0,90 a 1,05          |
| 13,8                            | 13,11 a 14,49             | 0,95 a 1,05          | 12,42 a 14,49                    | 0,90 a 1,05          |

Na análise de contingências devem ser observados:

- Os limites de tensão identificados como “Condição Operativa Normal” na Tabela 3, nas barras de conexão à rede básica de agentes de distribuição e de consumidores livres (barramento 345 kV do COMPERJ) ou potencialmente livres; e
- Os limites de tensão identificados como “Condição Operativa de Emergência” na Tabela 3, nas demais barras da rede básica.

- Fator de potência nas instalações [3]

No ponto de conexão à rede básica (barramento 345 kV do COMPERJ), o acessante deve manter a seguinte faixa de fator de potência: 0,98 indutivo a 1,0.

No ponto de conexão ao sistema de distribuição (barramento 138 kV do COMPERJ), deve-se manter a seguinte faixa de fator de potência: 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo.

No ponto de conexão à rede básica (barramento 345 kV do COMPERJ), admite-se fator de potência inferior ao valor da faixa acima se:

- (a) A rede básica não for onerada por reforços necessários à manutenção dos padrões de desempenho estabelecidos no Módulo 2 dos Procedimentos de Rede do ONS;
  - (b) A segurança operativa da rede básica não ficar comprometida quando da adoção de medidas operativas necessárias à manutenção dos padrões de desempenho estabelecidos no Módulo 2 dos Procedimentos de Rede do ONS;
  - (c) Não comprometer a otimização eletro-energética do SIN;
  - (d) Nos itens (a), (b) e (c) acima, o fator de potência não for inferior a 0,92.
- Carregamentos de linhas, transformadores e demais componentes  
Serão adotados os valores fornecidos nos arquivos de dados para simulação dos fluxos de potência ONS e EPE, tanto para condição normal quanto para condição de emergência.

## **6. Custos da SE, Equipamentos e Linhas**

Atendendo [1] para o EMCG foi utilizado o Banco de Preços (Revisão 2014) para Infraestrutura e Linhas de Transmissão da ANEEL, disponibilizado pela Resolução Homologatória nº 758 de 06/01/2009, sem atualização de índices.

Para a utilização desse banco de preços são computadas as seguintes parcelas:

- Módulo Geral
- Módulo de Manobra
- Equipamentos
- Linhas de Transmissão

A Tabela 4 a seguir apresenta as legendas utilizadas no item de custos.

Tabela 4 – Legendas utilizadas

| <b>Legenda</b> | <b>Significado</b>                          |
|----------------|---|
| BS             | Barra Simples                               |
| BPT            | Barra Principal e Transferência             |
| BD4            | Barra Dupla com 4 Chaves Seccionadoras      |
| DJM            | Disjuntor e Meio                            |
| AN             | Anel  |
| LT             | Linha de Transmissão                        |
| EL             | Entrada de Linha                            |
| DJ             | Disjuntor                                   |
| IB             | Interligação de Barras                      |
| CT             | Conexão de Transformador                    |
| TR             | Transformador                               |
| BP             | Barra Principal                             |
| BT             | Barra de Transferência                      |
| MIM            | Módulo de Infraestrutura de Manobra         |
| MIG            | Módulo de Infraestrutura Geral              |
| MIG-A          | Módulo de Infraestrutura Geral do Acessante |
| CS             | Circuito Simples                            |
| CD             | Circuito simples                            |
| CCP            | Conexão de Capacitor em Paralelo            |
| CCD            | Conexão de Capacitor em Derivação           |

Para as tensões de 138 kV e 345 kV o Banco de Preços da ANEEL prevê os seguintes arranjos para as subestações (SEs):

Tabela 5 – Arranjo das Subestações

| <b>Tensão (kV)</b> | <b>BS</b> | <b>BPT</b> | <b>BD4</b> | <b>DJM</b> | <b>AN</b> |
|--------------------|-----------|------------|------------|------------|-----------|
| 138                | x         | x          | x          |            |           |
| 345                |           |            | x          | x          | x         |

Para o cálculo dos módulos geral e de manobra foram adotados os seguintes arranjos das SEs:

Tabela 6 – Arranjos Utilizados

| <b>Alternativa</b> | <b>Venda das Pedras<br/>138 kV</b> | <b>Venda das Pedras<br/>345 kV</b> | <b>COMPERJ<br/>138 kV</b> | <b>COMPERJ<br/>345 kV</b> |
|--------------------|------------------------------------|------------------------------------|---------------------------|---------------------------|
| 1                  | --                                 | --                                 | BS                        | DJM operando em AN        |
| 2                  | --                                 | DJM                                | BS                        | DJM operando em AN        |
| 3                  | BPT                                | DJM                                | BPT                       | --                        |

A Tabela 7 a seguir apresenta exemplos para arranjos das SEs para 138 kV e 345 kV e a quantidade de módulos para cada uma delas.

Tabela 7 – Exemplos de Arranjos de SEs

|   |   |   |  |
|---|---|---|--|
| <p>Diagrama de arranjo de SEs com barras de 345 kV e 138 kV. O sistema possui duas barras de 345 kV e duas barras de 138 kV. Os equipamentos incluem EL, DJ, IB, CT e TR.</p> | <p>Diagrama de arranjo de SEs com barras de 345 kV e 138 kV. O sistema possui duas barras de 345 kV e duas barras de 138 kV. Os equipamentos incluem EL, BP, BT, IB e CT.</p> | <p>Diagrama de arranjo de SEs com barras de 345 kV e 138 kV. O sistema possui duas barras de 345 kV e duas barras de 138 kV. Os equipamentos incluem EL, CT, TR2 e LT2.</p> | <p>Diagrama de arranjo de SEs com barras de 345 kV e 138 kV. O sistema possui duas barras de 345 kV e duas barras de 138 kV. Os equipamentos incluem EL, BP, B2/BT, IB e CT.</p> |
| <p><b>345 kV em DJM</b><br/><b>138 kV em BS</b></p> <p>2 EL<br/>2 IB<br/>2 CT de 345 kV<br/>2 CT de 138 kV</p>  | <p><b>BPT</b></p> <p>2 EL<br/>1 IB<br/>2 CT</p>   | <p><b>AN</b></p> <p>2 EL<br/>2 CT<br/>0 IB</p>  | <p><b>BD4</b></p> <p>2 EL<br/>2 CT<br/>1 IB</p>  |

## 6.1. Módulo Geral

Fazem parte do Módulo Geral três parcelas: Módulo de Infraestrutura Geral (MIG), Módulo de Infraestrutura de Manobra (MIM) e Módulo de Infraestrutura Geral do Acessante (MIG-A). Para SE nova são computados os custos do MIG e MIM. Caso seja um reforço é computado apenas o MIM. O MIG-A é computado apenas quando o acessante não for compartilhar a infraestrutura da SE. Nas alternativas analisadas foi considerado que o acessante irá compartilhar a infraestrutura da SE, logo o MIG-A foi considerado com valor nulo nas alternativas 2 a 3.

As Tabela 8 a Tabela 10 apresentam os resultados obtidos para o custo do módulo geral para as alternativas analisadas. Para obtenção dos custos do Módulo Geral foi considerado que as SE COMPERJ e SE Venda das Pedras estão localizadas na zona Rural do Estado do Rio de Janeiro (R\$ 0,44 /m<sup>2</sup> de acordo com a planilha de custos da ANEEL).

Para a SE COMPERJ (nos casos das Alternativas 1 e 2) o custo do setor de 138 kV se refere a uma pequena extensão do pátio de 138 kV sobre o pátio maior (345 kV).

Tabela 8 - Custos do Módulo Geral para Alternativa 1

| SE                         | Tipo | Arranjo | EL | IB | CT | MIG<br>(R\$ x 1.000) | MIM<br>(R\$ x 1.000) |
|----------------------------|------|---------|----|----|----|----------------------|----------------------|
| COMPERJ 345 kV             | Nova | DJM     | 2  | 1  | 1  | 7.987,95             | 1.924,90             |
| COMPERJ 138 kV             | Nova | BS      | 0  | 0  | 1  | 603,31               | 190,97               |
| <b>Total Alternativa 1</b> |      |         |    |    |    |                      | <b>10.707,13</b>     |

Tabela 9 - Custos do Módulo Geral para Alternativa 2

| SE                         | Tipo    | Arranjo | EL | IB | CT | CCD | MIG<br>(R\$ x 1.000) | MIM<br>(R\$ x 1.000) |
|----------------------------|---------|---------|----|----|----|-----|----------------------|----------------------|
| COMPERJ 345 kV             | Nova    | DJM     | 2* | 1  | 1  | 0   | 7.987,95             | 1.924,90             |
| COMPERJ 138 kV             | Nova    | BS      | 0  | 0  | 1  | 0   | 603,31               | 190,97               |
| V. Pedras 345 kV           | Reforço | DJM     | 1  | 1  | 1  | 0   | 0,00                 | 962,45               |
| V. Pedras 138 kV           | Reforço | BD4     | 0  | 0  | 0  | 1** | 0,00                 | 190,97               |
| <b>Total Alternativa 2</b> |         |         |    |    |    |     | <b>11.860,55</b>     |                      |

\* A SE COMPERJ (SE-5140) é em DJM, porém irá operar inicialmente em AN, o que é permitido pelo submódulo 2.3 do ONS. Para a cotação do Módulo Geral é necessário considerar dois arranjos em DJM e para isso foram inseridas duas EL, ao invés de 1 EL, para que a planilha de custos ANEEL fizesse a cotação correta.

\*\* O módulo indicado se refere à entrada em 2016 do reforço de um novo banco de capacitores de 90 Mvar para SE Venda das Pedras.

Tabela 10 - Custos do Módulo Geral para Alternativa 3

| SE               | Tipo    | Arranjo | EL | IB  | CT  | CCD | MIG<br>(R\$ x 1.000)       | MM<br>(R\$ x 1.000) |
|------------------|---------|---------|----|-----|-----|-----|----------------------------|---------------------|
| COMPERJ 138 kV   | Nova    | BPT     | 1* | 1   | 0   | 0   | 4.194,55                   | 381,94              |
| V. Pedras 345 kV | Reforço | DJM     | 0  | 1** | 1** | 0   | 0,00                       | 962,45              |
| V. Pedras 138 kV | Reforço | BD4     | 1  | 0   | 1** | 1** | 0,00                       | 763,88              |
|                  |         |         |    |     |     |     | <b>Total Alternativa 3</b> | <b>6.111,85</b>     |

\* Conforme solicitação do MME o vão de saída de uma LT não foi considerada nessa alternativa uma vez que não foi considerada nas demais alternativas.

\*\* Os módulos indicados se referem a entrada em 2016 dos reforços de um novo Transformador 345/138kV e de banco de capacitores de 50 Mvar para SE Venda das Pedras.

\*\*\* Conforme solicitação do MME (Ofício nº 115/2014 DPE/SPE-MME) houve uma mudança no transformador de V. Pedras e com isso o banco de capacitores de 70 Mvar que entraria em 2019 não é mais necessário.

## 6.2. Módulo de Manobra

Com base nas quantidades de EL, IB e CT apresentadas nas Tabela 8 a Tabela 13 foram obtidos os custos dos Módulos de Manobra que estão nas tabelas a seguir.

Tabela 11 – Custos do Módulo de Manobra para Alternativa 1

| Local          | Arranjo | Item | Quant. | Valor Unitário<br>(R\$ x 1.000) | Valor Total<br>(R\$ x 1.000) |
|----------------|---------|------|--------|---------------------------------|------------------------------|
| COMPERJ 345 kV | DJM     | EL   | 2      | 5.290,05                        | 10.580,10                    |
| COMPERJ 345 kV | DJM     | IB   | 1      | 4.307,13                        | 4.307,13                     |
| COMPERJ 345 kV | DJM     | CT   | 1      | 2.798,23                        | 2.798,23*                    |
| COMPERJ 138 kV | BS      | CT   | 1      | 1.764,74                        | 1.764,74                     |
|                |         |      |        | <b>Total Alternativa 1</b>      | <b>R\$ 19.450,20</b>         |

\* A SE COMPERJ (SE-5140) é em DJM, porém irá operar inicialmente em AN, o que é permitido pelo submódulo 2.3 do ONS. O Módulo de Manobra CT foi considerado sem o disjuntor e com 1 chave seccionadora. Os demais equipamentos foram mantidos.

Tabela 12 – Custos do Módulo de Manobra para Alternativa 2

| Local            | Arranjo | Item | Quant. | Valor Unitário<br>(R\$ x 1.000) | Valor Total<br>(R\$ x 1.000) |
|------------------|---------|------|--------|---------------------------------|------------------------------|
| V. Pedras 345 kV | DJM     | EL   | 1      | 5.290,05                        | 5.290,05                     |
| V. Pedras 345 kV | DJM     | IB   | 1      | 4.307,13                        | 4.307,13                     |
| V. Pedras 138 kV | BD4     | CCD  | 1**    | 2.043,17                        | 2.043,17                     |
| COMPERJ 345 kV   | DJM     | EL   | 1      | 5.290,05                        | 5.290,05                     |
| COMPERJ 345 kV   | DJM     | IB   | 1      | 4.307,13                        | 4.307,13                     |
| COMPERJ 345 kV   | DJM     | CT   | 1      | 2.798,23                        | 2.798,23 *                   |
| COMPERJ 138 kV   | BS      | CT   | 1      | 1.764,74                        | 1.764,74                     |
|                  |         |      |        | <b>Total Alternativa 2</b>      | <b>R\$ 25.800,50</b>         |

\* A SE COMPERJ (SE-5140) é em DJM, porém irá operar inicialmente em AN, o que é permitido pelo submódulo 2.3 do ONS. O Módulo de Manobra CT foi considerado sem o disjuntor e com apenas 1 chave seccionadora. Os demais equipamentos foram mantidos.

\*\* O módulo indicado se refere a entrada em 2016 do reforço de um novo banco de capacitores de 90 Mvar para SE Venda das Pedras.

Tabela 13 – Custos do Módulo de Manobra para Alternativa 3

| Local            | Arranjo | Item | Quant. | Valor Unitário<br>(R\$ x 1.000) | Valor Total<br>(R\$ x 1.000) |
|------------------|---------|------|--------|---------------------------------|------------------------------|
| V. Pedras 345 kV | DJM     | CT   | 1**    | 4.434,46                        | 4.434,46                     |
| V. Pedras 345 kV | DJM     | IB   | 1**    | 4.307,13                        | 4.307,13                     |
| V. Pedras 138 kV | BD4     | EL   | 1      | 2.969,69                        | 2.969,69                     |
| V. Pedras 138 kV | BD4     | CT   | 1**    | 1.997,25                        | 1.997,25                     |
| V. Pedras 138 kV | BD4     | CCD  | 1**    | 2.043,17                        | 2.043,17                     |
| COMPERJ 138 kV   | BPT     | EL   | 1*     | 2.887,91                        | 2.887,91                     |
| COMPERJ 138 kV   | BPT     | IB   | 1      | 1.490,15                        | 1.490,15                     |
|                  |         |      |        | <b>Total Alternativa 3</b>      | <b>R\$ 20.129,76</b>         |

\* Conforme solicitação do MME (Ofício nº 115/2014 DPE/SPE-MME) o vão de saída de uma LT não foi considerada nessa alternativa uma vez que não foi considerada nas demais alternativas.

\*\* Os módulos indicados se referem a entrada em 2016 dos reforços de um novo Transformador 345/138kV e de banco de capacitores de 50 Mvar para SE Venda das Pedras.

\*\*\* Conforme solicitação do MME houve uma mudança no transformador de V. Pedras e com isso o banco de capacitores de 70 Mvar que entraria em 2019 não é mais necessário.

### 6.3. Equipamentos

Para determinação do custo de equipamentos foi utilizada a planilha de Módulo de Equipamento.

- Para as alternativas 1 e 2 o autotransformador trifásico de 345/138 kV é de 210 MVA devido à necessidade de atender a nova curva demanda do COMPERJ (máximo de 199 MW).
- Para a alternativa 2 em 2016 houve a necessidade de um banco de capacitores de 90 Mvar na SE Venda das Pedras (138 kV).
- Para a alternativa 3 em 2016 houve a necessidade de 3 transformadores monofásicos (345/138 kV) de 133,33 MVA e de um banco de capacitores em derivação de 50 Mvar (138 kV) na SE Venda das Pedras.

As tabelas a seguir apresentam o custo de equipamento para cada uma das três alternativas estudadas. Esses valores são os totais da tabela de custo da ANEEL, ainda sem o truncamento dos valores presente nos cinco primeiros anos.

Tabela 14 – Custo de Equipamentos para Alternativa 1

| Local   | Equipamento                                     | Quant. | Valor Unitário<br>(R\$ x 1.000) | Valor Total<br>(R\$ x 1.000) |
|---------|---|--------|---------------------------------|------------------------------|
| COMPERJ | Autotransformador 345/138 – Trifásico – 210 MVA | 1      | 9.711,33                        | 9.711,33                     |
|         |   |        | <b>Total Alternativa 1</b>      | <b>R\$ 9.711,33</b>          |

Tabela 15 – Custo de Equipamentos para Alternativa 2

| Local            | Equipamento                                     | Quant. | Valor Unitário<br>(R\$ x 1.000) | Valor Total<br>(R\$ x 1.000) |
|------------------|---|--------|---------------------------------|------------------------------|
| COMPERJ          | Autotransformador 345/138 – Trifásico – 210 MVA | 1      | 9.711,33                        | 9.711,33                     |
| V. Pedras 138 kV | Banco de Capacitores em Derivação – 90 Mvar     | 1*     | 3.822,16                        | 3.822,16                     |
|                  |   |        | <b>Total Alternativa 2</b>      | <b>R\$ 13.533,49</b>         |

\* O banco de capacitores de 90 Mvar é um reforço para SE Venda das Pedras com entrada no ano de 2016.

Tabela 16 – Custo de Equipamentos para Alternativa 3

| Local            | Equipamento                                     | Quant. | Valor Unitário<br>(R\$ x 1.000) | Valor Total<br>(R\$ x 1.000) |
|------------------|---|--------|---------------------------------|------------------------------|
| V. Pedras        | Transformador 345/138 – Monofásico – 133,33 MVA | 3*     | 7.827,33                        | 23.481,99                    |
| V. Pedras 138 kV | Banco de Capacitores em Derivação – 50Mvar      | 1*     | 3.065,53                        | 3.065,53                     |
| V. Pedras 138 kV | Banco de Capacitores em Derivação – 70 Mvar     | 0**    | 3.498,66                        | 0,00                         |
|                  |   |        | <b>Total Alternativa 3</b>      | <b>R\$ 26.547,52</b>         |

\* O Transformador 345/138 kV e banco de capacitores de 50 Mvar são reforços para SE Venda das Pedras com entrada no ano de 2016.

\*\* Conforme solicitação do MME (Ofício nº 115/2014 DPE/SPE-MME) houve uma mudança no transformador de V. Pedras e com isso o banco de capacitores de 70 Mvar que entraria em 2019 não é mais necessário.

## 6.4. Linhas de Transmissão

De acordo com [1] foram determinados os condutores da alternativa 1, 2 e 3 através do método de condutor econômico. Também de acordo com [1], não é necessária a determinação do condutor econômico da alternativa 1, pois se trata do seccionamento de uma linha já existente. Nessa alternativa 1 adotou-se para a LT que alimentará o COMPERJ como sendo um circuito simples (CD) com dois condutores 954 MCM, que é mesmo existente na LT Adrianópolis – Macaé.

Para a alternativa 2 foi determinado o condutor 1x1431 MCM circuito simples em 345 kV. A metodologia para determinação do condutor é apresentada no item 5 do anexo C. A tabela de custos para linhas de transmissão da ANEEL não contempla essa configuração, então para a determinação do custo unitário foi realizado o procedimento apresentado a seguir.

Da tabela de custos de linhas da ANEEL foram obtidos os custos de linhas de 345 kV, CS e 2 condutores por fase. A partir desses valores iniciais foram calculados os custos dessas linhas em CS utilizando-se apenas 1 condutor por fase. Para isso foi utilizada a seguinte premissa: 50% do custo total se deve às torres e 50% se deve aos condutores. Foi adotado que as torres são as mesmas para os dois casos. Logo o custo da linha para 1 condutor por fase será de 75% do valor com 2 condutores por fase.

| Tensão (kV) | Circuito | MCM          | Custo ANEEL (Sudeste)<br>2 condutores/fase<br>(R\$ x 1.000) | Custo Calculado (Sudeste)<br>1 condutor/fase<br>(R\$ x 1.000) |
|-------------|----------|--------------|---|---|
| 345         | CS       | <b>795.0</b> | 557,57  | <b>418,18</b>   |
| 345         | CS       | <b>954.0</b> | 573,85  | <b>430,39</b>   |

Para a determinação da equação de custo da linha é utilizada uma interpolação linear a partir da seção do cabo (MCM) e o custo calculado para 1 condutor/fase. A equação do custo da linha é:

$$Custo_{LT} = A + B \cdot S$$

Logo o custo da linha para a alternativa 2 é dada por:

$$Custo_{LT} = 357,1256 + 0,0768 \cdot S$$

Onde: S = 1431 MCM

Resultando em R\$ 467,02 (x 1.000) por km.

Para a alternativa 3 foi determinado 1x795 MCM CS em 138 kV. A metodologia é apresentada no item 5 do anexo D. O custo é dessa linha é obtido diretamente da tabela de custos da ANEEL.

Utilizando-se o Módulo de Linhas de Transmissão chega-se ao custo apresentado nas Tabela 17 a Tabela 19 a seguir.

Para a alternativa 1 o custo da LT é:

Tabela 17 – Custo LT da Alternativa 1

| <b>Linha</b>                             | <b>Custo Unitário<br/>(R\$ x 1.000)</b> | <b>Comprimento<br/>(km)</b> | <b>Custo<br/>(R\$ x 1.000)</b> |
|--|---|-----------------------------|--------------------------------|
| Seccionamento COMPERJ (CD - 2 x 954 MCM) | 987,85                                  | 10                          | 9.878,50                       |
| <b>Total Alternativa 1</b>               |   |                             | <b>9.878,50</b>                |

Para a alternativa 2 o custo da LT é:

Tabela 18 – Custo da LT da Alternativa 2

| <b>Linha</b>                               | <b>Custo Unitário<br/>(R\$ x 1.000)</b> | <b>Comprimento<br/>(km)</b> | <b>Custo<br/>(R\$ x 1.000)</b> |
|--|---|-----------------------------|--------------------------------|
| LT V. Pedras - COMPERJ (CS - 1 x 1431 MCM) | 467,02                                  | 20                          | 9.340,40                       |
| <b>Total Alternativa 2</b>                 |   |                             | <b>9.340,40</b>                |

Para a alternativa 3 o custo da LT é:

Tabela 19 – Custo da Alternativa 3

| <b>Linha</b>                              | <b>Custo Unitário<br/>(R\$ x 1.000)</b> | <b>Comprimento<br/>(km)</b> | <b>Custo<br/>(R\$ x 1.000)</b> |
|---|---|-----------------------------|--------------------------------|
| LT V. Pedras - COMPERJ (CS - 1 x 795 MCM) | 291,98                                  | 20                          | 5.839,60                       |
| <b>Total Alternativa 3</b>                |   |                             | <b>5.839,60</b>                |

## 6.5. Perdas

As perdas foram calculadas para os dois cenários (Norte Importador e Norte Exportador) e para as três curvas de demanda do COMPERJ (demanda estimada de 334 dias, 30 dias e 1 dia, conforme Tabela 2. Os valores de perdas estão apresentados na

Tabela 20 abaixo.

As perdas da alternativa 1 foram as menores, então o cálculo diferencial foi realizado em relação à essa alternativa. Os valores calculados das perdas dessa alternativa para os cenários Norte Exportador e Norte Importador são respectivamente: R\$ 1.948.046,92 (x 1.000) e R\$ 2.557.868,78 (x 1.000).

Tabela 20 – Custo das Perdas

| Alternativa | PERDAS (R\$ x 1.000) |                  |
|-------------|----------------------|------------------|
|             | Norte Exportador     | Norte Importador |
| 1           | 0,00                 | 0,00             |
| 2           | 846,13               | 2.892,71         |
| 3           | 2.513,04             | 4.019,33         |

Os detalhes dos cálculos das perdas encontram-se nos Anexos A, B, C e D.

## 6.6. Total

Os estudos de custos foram realizados para um horizonte de 5 anos, sendo o ano inicial 2015 e o final 2019.

As Tabela 8 a Tabela 19 apresentam os custos das três alternativas para o ano de 2015. Na alternativa 2 há um banco de capacitores de 90 Mvar em 2016 e na alternativa 3 há três transformadores monofásicos de 133,33 MVA cada, e um banco de capacitores de 50 Mvar que entram em 2016. Para esses equipamentos os valores são trazidos ao valor presente (2015). Feito essas correções é aplicado o Método dos Rendimentos Necessários com horizonte de estudo de 5 anos. Com isso tem-se os custos das alternativas para os dois cenários que são apresentados nas Tabela 21 e Tabela 22a seguir.

Tabela 21 – Custo Total das Alternativas (Norte Exportador)

| Alternativa | R\$ x 1.000  |                |             |                        |          |          |                          |                  |
|-------------|--------------|----------------|-------------|------------------------|----------|----------|--------------------------|------------------|
|             | Módulo Geral | Módulo Manobra | Equipamento | Total SE (MG+MM+Equip) | LTs      | Perdas   | Total Linhas (LT+Perdas) | TOTAL            |
| 1           | 3.797,41     | 6.898,25       | 3.444,24    | <b>14.139,91</b>       | 3.503,53 | 0,00     | <b>3.503,53</b>          | <b>17.643,44</b> |
| 2           | 4.201,47     | 9.096,79       | 4.699,40    | <b>17.997,66</b>       | 3.312,69 | 846,13   | <b>4.158,82</b>          | <b>22.156,48</b> |
| 3           | 2.132,32     | 6.803,46       | 8.717,96    | <b>17.653,75</b>       | 2.071,09 | 2.513,04 | <b>4.584,13</b>          | <b>22.237,88</b> |

Tabela 22 – Custo Total das Alternativas (Norte Importador)

| Alternativa | R\$ x 1.000  |                |             |                        |          |        |                          |                  |
|-------------|--------------|----------------|-------------|------------------------|----------|--------|--------------------------|------------------|
|             | Módulo Geral | Módulo Manobra | Equipamento | Total SE (MG+MM+Equip) | LTs      | Perdas | Total Linhas (LT+Perdas) | TOTAL            |
| 1           | 3.797,41     | 6.898,25       | 3.444,24    | <b>14.139,91</b>       | 3.503,53 | 0,00   | <b>3.503,53</b>          | <b>17.643,44</b> |

|   |          |          |          |                  |          |          |                 |                  |
|---|----------|----------|----------|------------------|----------|----------|-----------------|------------------|
| 2 | 4.201,47 | 9.096,79 | 4.699,40 | <b>17.997,66</b> | 3.312,69 | 2.892,71 | <b>6.205,40</b> | <b>24.203,06</b> |
| 3 | 2.132,32 | 6.803,46 | 8.717,96 | <b>17.653,75</b> | 2.071,09 | 4.019,33 | <b>6.090,42</b> | <b>23.744,17</b> |

A Tabela 23 apresenta, conforme solicitação do Ofício nº 115/2014 DPE/SPE-MME, os custos de obras e investimentos de subestação (SE) e linha de transmissão (LT) ano a ano para cada uma das três alternativas ao longo do horizonte de cinco anos (2015 a 2019).

Trata-se de custos investidos, ou seja, é o valor obtido diretamente através das planilhas de custos ANEEL sem nenhum ajuste contábil.

Tabela 23 – Custo de SE e LT ao Longo de 5 anos

|                      | INVESTIMENTO EM OBRAS ANO A ANO<br>(R\$ x 1.000) |              |      |      |      | Total SE+LT |
|----------------------|--|--------------|------|------|------|-------------|
|                      | 2015   | 2016         | 2017 | 2018 | 2019 |             |
| <b>Alternativa 1</b> | 49.747,16*                                       | 0,00         | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 49.747,16   |
| <b>Alternativa 2</b> | 54.478,64*                                       | 6.056,30**   | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 60.534,94   |
| <b>Alternativa 3</b> | 17.954,81*                                       | 40.864,89*** | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 58.628,73   |

\* Custo em valor presente que representa o investimento inicial, no primeiro ano, 2015

\*\* Custo em valor presente que representa a entrada do reforço de novo Banco de Capacitores na SE V. Pedras em 2016

\*\*\* Custo em valor presente que representa a entrada dos reforços de novo transformador e novo banco de capacitores na SE V. Pedras em 2016

## 7. REFERÊNCIAS

- [1] **Ofício nº 048/2014-SPE/SPE-MME**
- [2] **ONS – Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3** – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos.
- [3] **ONS – Procedimentos de Rede – Submódulo 3.6** – Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão à Rede Básica.
- [4] **Ofício nº 115/2014-DPE/SPE-MME**

## Anexo A: Metodologia e Considerações

### 1 Condutor Econômico

Para uma avaliação correta dos custos das linhas e perdas das alternativas 2 e 3 é necessário escolher condutores adequados. Os critérios usados foram o do condutor econômico e o efeito corona visível.

Usando a metodologia apresentada em [1] a equação de custo de uma linha pode ser definida como:

$$C_{LT} = a + b V + S (c N + d) \quad (1)$$

Onde:

- a, b, c, d são parâmetros a serem obtidos da curva de ajuste dos custos da linha.
- V é a tensão fase-fase eficaz nominal de operação.
- S é a seção do condutor.
- N é o número de condutores por fase.

Como os cálculos serão realizados comparando alternativas com a mesma quantidade de condutores por fase e em um mesmo nível de tensão podemos reescrever a equação (1) como:

$$C_{LT ANUAL} = k (A_1 + B_1 S) = A + B S \quad (2)$$

Onde:

- $A_1$  e  $B_1$  são parâmetros obtidos a partir de uma curva de ajuste dos preços da linha parametrizada na tensão fase-fase e número de condutores por fase.
- K é o FRC (fator de recuperação de capital).
- S é a seção do condutor.

Para a estimativa dos parâmetros  $A_1$  e  $B_1$  foram usadas as tabelas de referência da ANEEL de custo de linhas de transmissão. Para o cálculo do fator de recuperação de capital foram considerados 8% de taxa anual de juros e 2% de custo anual de manutenção da linha de transmissão.

## 2 Efeito Corona

Um critério básico para a escolha do condutor de uma linha de transmissão é o efeito corona visível. O critério procura garantir que não haja percepção visual, perdas e rádio interferência consideráveis devido ao efeito corona.

Seguindo a metodologia, para a avaliação da formação e intensidade do efeito corona é necessário avaliar o gradiente do campo elétrico na superfície dos condutores.

Precisa-se garantir que:

$$E < E_0 \quad (3)$$

Onde:

- $E$  é o campo elétrico calculado na superfície do condutor.
- $E_0$  é o campo elétrico máximo na superfície do condutor devido à capacidade disruptiva do ar.

A não observância de (3) pode acarretar uma série de consequências. São elas:

- Eflúvios visíveis.
- Geração de ondas eletromagnéticas de baixa frequência (rádio ruído).
- Ruídos audíveis.
- Perdas Joule.
- Geração de gases (ozona).
- Vibrações mecânicas.

Para o caso de cabos condutores,  $E_0$  foi avaliado por Peek o qual estabeleceu a seguinte lei empírica:

$$E_0 = 30 \delta m \left( 1 + \frac{0,426}{\sqrt{\delta d}} \right) kV_p/cm \quad (4)$$

Onde:

- $\delta$  é a densidade relativa do ar.
- $d$  é o diâmetro do condutor em cm.

- $m$  é o fator de superfície do condutor (varia de 0,6 a 0,8 pu).

O parâmetro “ $m$ ” possui características dinâmicas, ou seja, muda conforme o condutor envelhece e espelha as condições da superfície do cabo. Para o cálculo de  $E_0$ , é normalmente adotado o valor intermediário 0,75pu para o fator de superfície.

Quanto à densidade relativa do ar ( $\delta$ ), deve-se utilizar o valor correspondente à região em que será construída a linha de transmissão. Como os estudos realizados neste relatório procuram apenas por uma estimativa razoável do raio do condutor, adotou-se  $\delta = 1$ .

O cálculo do campo elétrico na superfície do condutor (único por fase) foi realizado através do método das imagens.

$$E = \frac{[P]^{-1}[V]}{2 \pi \varepsilon_0 r} \quad (5)$$

Onde:

- $[V]$  é a tensão fase-terra dos cabos condutores.
- $[P]$  é a matriz de coeficientes de Maxwell.
- $\varepsilon_0$  é a permissividade elétrica no vácuo =  $\frac{1}{36 \pi} 10^{-9}$  F/m.
- $r$  é o raio do condutor.

Para a obtenção da matriz  $[P]$  é necessário conhecer a disposição espacial dos condutores, ou seja, é preciso conhecer as dimensões da linha de transmissão.

### 3 Perdas Joule

Em sistemas de transmissão de energia elétrica as perdas joule durante a operação é fator de grande importância e deve ser levado em consideração nas avaliações técnica e econômica do empreendimento. Para o Estudo de Mínimo Custo Global (EMCG) as três alternativas sendo avaliada neste relatório tiveram suas perdas estimadas e seus custos ao longo de trinta anos avaliados, truncados no horizonte de estudo (5 anos).

Há diversas maneiras de se estimar as perdas de um sistema de transmissão e o ofício do Ministério de Minas e Energia nº 048/2014-DPE/SPE-MME especifica que o Farfilho Consultoria Comércio e Representações LTDA

cálculo das perdas do novo empreendimento deve ser realizado usando a ferramenta do ANAREDE de cálculo de perdas por área, ou seja, deve-se calcular as perdas nas áreas de influência em que o empreendimento será inserido. A perda calculada para cada alternativa é uma ponderação entre as perdas verificadas para cada curva de demanda do COMPERJ. A comparação entre as alternativas é apontada pelo custo relativo à alternativa de menor perda. As áreas envolvidas nas alternativas sendo avaliadas são a área 71 e área 63. A área 71 envolve um sistema de 138 kV da área Ampla-Rio, enquanto a área 63 envolve sistemas de 345 kV e 500 kV de Furnas.

Para todas as alternativas utilizou-se o seguinte perfil médio de demanda para o COMPERJ:

Tabela 24 – Previsão de Carga e Demanda do SIN

| Ano  | Demanda Total (MW) | Demanda do SIN (MW)     | Demanda do SIN (MW)    | Demanda do SIN (MW)  |
|------|--------------------|-------------------------|------------------------|----------------------|
|      |                    | comTGs                  | Sem 1TG                | Sem TGs              |
|      |                    | Tempo estimado 334 dias | Tempo estimado 30 dias | Tempo estimado 1 dia |
| 2015 | 35                 | 35                      | 35                     | 35                   |
| 2016 | 108                | 78                      | 78                     | 108                  |
| 2017 | 108                | 78                      | 78                     | 108                  |
| 2018 | 199                | 30                      | 78                     | 199                  |
| 2019 | 199                | 30                      | 78                     | 199                  |

\* a partir de 2019 a demanda e geração serão as mesmas

Não foram conduzidos estudos de otimização das tensões dos barramentos para cálculo das perdas e, portanto, as conclusões relativas aos custos de perdas de cada alternativa podem variar caso tais estudos sejam feitos.

## **Anexo B: Alternativa 1**

### **1 Introdução**

A alternativa 1 consiste na construção da SE COMPERJ 345 kV a partir do seccionamento da linha de transmissão (LT) Adrianópolis – Macaé, em 345 kV, de Furnas. Como se trata de uma linha já existente não foi calculado o condutor econômico para esta alternativa. Os estudos foram realizados considerando-se o condutor existente de acordo com [1].

### **2 Objetivos**

- Examinar o comportamento do COMPERJ e região, em condição operativa normal e contingências.
- Determinar as perdas do sistema devido a inserção do COMPERJ ao longo do horizonte de estudo (5 anos).

### **3 Dados**

A conexão do COMPERJ com a rede básica na alternativa 1, foi feita através da construção da SE COMPERJ 345 kV e através do seccionamento da atual LT 345 kV Adrianópolis – Macaé, circuito simples, com ramais formando duas LT's de 345 kV de aproximadamente 10 km. Os parâmetros de linha considerados entre a barra COMPERJ (345kV) e as barras Adrianópolis e Macaé 345 kV foram os seguintes:

- Adrianópolis – COMPERJ:  $R = 0,213 \%$ ;  $X = 2,349 \%$ ;  $Q = 40,23 \text{ Mvar}$ .
- Macaé – COMPERJ:  $R = 0,337 \%$ ;  $X = 3,721 \%$ ;  $Q = 63,74 \text{ Mvar}$ .

A inclusão da SE COMPERJ (138kV) foi feita através de um transformador de 345/138 kV com reatância  $X=12,32\%$  e potência nominal de 200MVA e emergência de 210 MVA. O diagrama da configuração de conexão da alternativa 1, adotada no estudo é mostrado na Figura 1.

Para definição das condições operativas a serem analisadas, levaram-se em consideração as demandas já apresentadas.

Foram simulados casos em condição operativa normal e contingências, nos cenários Norte Importador e Exportador, nos patamares de carga leve, média e pesada, para os anos de 2015 a 2019.

#### **4 Avaliação de Contingências**

Para cada uma das condições operativas analisadas, foram consideradas as seguintes contingências:

1. Perda do maior auto-transformador (225/252 MVA) na SE Adrianópolis.
2. Perda da LT 345 kV Adrianópolis - Venda das Pedras.
3. Perda da LT 345 kV Adrianópolis – COMPERJ.
4. Perda da LT 345 kV Venda das Pedras – Macaé.

Dentro do horizonte de estudo, foi verificada a necessidade de um banco de capacitores de 100 Mvar nominal na SE Venda das Pedras no lado de 138 kV no ano de 2017 para corrigir as tensões durante a Contingência 2 (Perda da LT 345 kV Adrianópolis - Venda das Pedras). Entretanto, como está prevista a instalação de 5 bancos de 60 Mvar a partir de 2018 na região de Niterói (nas barras Z. Sul 2026, S. Ponte 2023, G. Branc 2022, Icarai 2031 e Alcan 2020) para corrigir problemas de tensão baixa no 138 kV, o novo banco de 100 Mvar não é necessário em anos posteriores a 2017.

Para avaliar a real necessidade da instalação do novo banco de 100 Mvar, as tensões dos decks originais foram comparadas com as da alternativa 1 sem a compensação do banco de 100 Mvar, para o ano de 2017 durante a Contingência 2 (Perda da LT 345 kV Adrianópolis - Venda das Pedras), conforme Tabela 25 e Tabela 26.

Tabela 25 - Comparação de magnitudes de tensão no sistema COM e SEM o COMPERJ para a condição de Norte Exportador, durante a Contingência 2 (Ano 2017).

| Número da barra | Magnitude da tensão na barra [p.u.] |             | Variação (%) |
|-----------------|-------------------------------------|-------------|--------------|
|                 | COM COMPERJ                         | SEM COMPERJ |              |
| 2016            | 0,9463                              | 0,9453      | 0,11%        |
| 2018            | 0,9451                              | 0,9441      | 0,11%        |
| 2020            | 0,9385                              | 0,9377      | 0,09%        |
| 2022            | 0,9341                              | 0,9332      | 0,10%        |
| 2023            | 0,9314                              | 0,9305      | 0,10%        |
| 2025            | 0,9278                              | 0,9268      | 0,11%        |
| 2026            | 0,9301                              | 0,9290      | 0,12%        |
| 2028            | 0,9435                              | 0,9422      | 0,14%        |
| 2029            | 0,9433                              | 0,9421      | 0,13%        |
| 2031            | 0,9285                              | 0,9274      | 0,12%        |
| 3669            | 1,1001                              | 1,1031      | -0,27%       |
| 3730            | 1,0488                              | 1,0505      | -0,16%       |
| 3746            | 1,0650                              | 1,0683      | -0,31%       |
| 3747            | 1,0652                              | 1,0685      | -0,31%       |
| 3780            | 1,0497                              | 1,0531      | -0,32%       |
| 3783            | 0,9248                              | 0,9505      | -2,70%       |
| 3980            | 1,0552                              | 1,0556      | -0,04%       |
| 38078           | 1,0493                              | 1,0510      | -0,16%       |

Tabela 26 - Comparação de magnitudes de tensão no sistema COM e SEM o COMPERJ para a condição de Norte Importador, durante a Contingência 2 (Ano 2017).

| <b>Comparação de Dados de Barra - COM e SEM COMPERJ - Norte Importador</b> |  |                    |                     |
|--|--|--------------------|---------------------|
| <b>Número da barra</b>   | <b>Magnitude da tensão na barra [p.u.]</b> |                    | <b>Variação (%)</b> |
|  | <b>COM COMPERJ</b>                         | <b>SEM COMPERJ</b> |                     |
| 1958   | 0,9368                                     | 0,9441             | -0,77%              |
| 1960   | 0,9217                                     | 0,9292             | -0,81%              |
| 1961   | 0,9287                                     | 0,9362             | -0,80%              |
| 1969   | 0,9237                                     | 0,9312             | -0,81%              |
| 2016   | 0,9477                                     | 0,9478             | -0,01%              |
| 2018   | 0,9466                                     | 0,9467             | -0,01%              |
| 2020   | 0,9411                                     | 0,9414             | -0,03%              |
| 2022   | 0,9358                                     | 0,9361             | -0,03%              |
| 2023   | 0,9323                                     | 0,9325             | -0,02%              |
| 2025   | 0,9272                                     | 0,9273             | -0,01%              |
| 2026   | 0,9285                                     | 0,9286             | -0,01%              |
| 2028   | 0,9398                                     | 0,9398             | 0,00%               |
| 2029   | 0,9397                                     | 0,9397             | 0,00%               |
| 2031   | 0,9269                                     | 0,9270             | -0,01%              |
| 3730   | 1,0488                                     | 1,0504             | -0,15%              |
| 3783   | 0,9195                                     | 0,9517             | -3,38%              |
| 3785   | 1,0389                                     | 1,0508             | -1,13%              |
| 28261  | 0,9076                                     | 0,9152             | -0,83%              |
| 28262  | 0,9076                                     | 0,9152             | -0,83%              |
| 28266  | 0,9076                                     | 0,9152             | -0,83%              |
| 28269  | 0,9076                                     | 0,9152             | -0,83%              |
| 28272  | 0,9076                                     | 0,9152             | -0,83%              |

De acordo com a segunda coluna de ambas as tabelas, verifica-se a existência de problemas de tensão baixa na região de Niterói mesmo antes da entrada do COMPERJ no SIN. Conforme a terceira coluna de ambas, o impacto do COMPERJ sobre as tensões na região do 138 kV da AMPLA não é significativo, já que as tensões na região são semelhantes nos casos com e sem COMPERJ. Considerando-se que o COMPERJ não causou problemas de tensão além dos já verificados nos decks originais e que já é prevista a instalação de 5x60 Mvar na região no ano de 2018, conclui-se que o banco de 100 Mvar não é necessário e a alternativa 1 não exige reforços dentro do horizonte de estudo.

## 5 Perdas Joule

A alternativa 1 compreende a construção de nova subestação a partir do seccionamento da linha de 345 kV entre as subestações de Adrianópolis e Macaé. Usando o ANAREDE seccionou-se a linha acrescentando devidamente as resistências, indutâncias e capacitâncias e incluindo a subestação do COMPERJ.

Os cálculos durante trinta anos para Norte Exportador e Norte Importador foram realizados usando os seguintes parâmetros:

- Custo da energia: R\$ 108,00/MWh
- Taxa de juros: 8% a.a.

Para o cálculo médio das perdas em cada cenário usou-se a seguinte distribuição de carga: 8% pesada, 42% média e 50% leve. Em seguida multiplicou-se o valor pelo número de horas em um ano (8760) e o custo da energia de R\$ 108,00/MWh. Os cálculos foram realizados para cada ano e trazidos para valor presente (usando a taxa de 8% ao ano). A soma dos valores é o custo das perdas do empreendimento. Os resultados são apresentados nas Tabela 27 a Tabela 30 apresentadas a seguir.

**Tabela 27- Custo das perdas para operação estimada de 334 dias, ano a ano, trazidos a valor presente.**

|               | Norte exportador     | Norte importador     |
|---------------|----------------------|----------------------|
| <b>5 anos</b> | R\$ 1.947.626.860,30 | R\$ 2.557.448.073,97 |
| Ano           | R\$                  | R\$                  |
| 2015          | R\$ 450.528.972,48   | R\$ 562.018.824,00   |
| 2016          | R\$ 395.913.456,00   | R\$ 513.814.296,00   |
| 2017          | R\$ 396.565.200,00   | R\$ 514.966.333,33   |
| 2018          | R\$ 379.586.481,48   | R\$ 496.647.839,51   |
| 2019          | R\$ 325.032.750,34   | R\$ 470.000.781,13   |

**Tabela 28 - Custo das perdas para operação estimada de 30 dias, ano a ano, trazidos a valor presente.**

|               | Norte exportador            | Norte importador            |
|---------------|-----------------------------|-----------------------------|
| <b>5 anos</b> | <b>R\$ 1.952.087.860,15</b> | <b>R\$ 2.561.899.950,21</b> |
| Ano           | R\$                         | R\$                         |
| 2015          | R\$ 450.528.972,48          | R\$ 562.018.824,00          |
| 2016          | R\$ 395.913.456,00          | R\$ 513.814.296,00          |
| 2017          | R\$ 396.565.200,00          | R\$ 514.966.333,33          |
| 2018          | R\$ 382.206.069,96          | R\$ 498.956.502,06          |
| 2019          | R\$ 326.874.161,71          | R\$ 472.143.994,82          |

**Tabela 29 - Custo das perdas para operação estimada de 1 dia, ano a ano, trazidos a valor presente.**

|               | Norte exportador            | Norte importador            |
|---------------|-----------------------------|-----------------------------|
| <b>5 anos</b> | <b>R\$ 1.967.119.903,64</b> | <b>R\$ 2.577.449.156,18</b> |
| Ano           | R\$                         | R\$                         |
| 2015          | R\$ 450.528.972,48          | R\$ 562.018.824,00          |
| 2016          | R\$ 397.195.920,00          | R\$ 515.317.512,00          |
| 2017          | R\$ 397.725.088,89          | R\$ 516.715.088,89          |
| 2018          | R\$ 389.456.502,06          | R\$ 505.206.563,79          |
| 2019          | R\$ 332.213.420,21          | R\$ 478.191.167,50          |

O custo final ponderado das perdas da alternativa 1 é apresentado na **Tabela 30**.

**Tabela 30 - Custo ponderado das perdas no horizonte de estudos.**

|               | Norte exportador            | Norte importador            |
|---------------|-----------------------------|-----------------------------|
| <b>5 anos</b> | <b>R\$ 1.948.046.923,42</b> | <b>R\$ 2.557.868.779,09</b> |

A seguir são apresentadas as perdas em MW para cada condição de demanda do SIN.

**DEMANDA DO SIN - TEMPO ESTIMADO 334 DIAS**

**PERDAS (MW) - NORTE EXPORTADOR**

|      | LEVE    |         |       | MÉDIA   |         |       | PESADA  |         |       |
|------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|
|      | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total |
| 2015 | 250,3   | 3,9     | 254,2 | 679,9   | 12,6    | 692,5 | 710,9   | 17,3    | 728,2 |
| 2016 | 238,8   | 4,3     | 243,1 | 639,3   | 13,8    | 653,1 | 681,5   | 19,8    | 701,3 |
| 2017 | 248,1   | 4,4     | 252,5 | 706,8   | 14,1    | 720,9 | 726,6   | 22,0    | 748,6 |
| 2018 | 269,9   | 4,4     | 274,3 | 717,5   | 14,1    | 731,6 | 745,1   | 17,4    | 762,5 |
| 2019 | 255,1   | 4,6     | 259,7 | 649,0   | 15,2    | 664,2 | 711,7   | 20,7    | 732,4 |

**PERDAS (MW) - NORTE IMPORTADOR**

|      | LEVE    |         |       | MÉDIA   |         |       | PESADA  |         |       |
|------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|
|      | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total |
| 2015 | 463,3   | 4,2     | 467,5 | 689,2   | 12,2    | 701,4 | 805,8   | 15,6    | 821,4 |
| 2016 | 473,8   | 4,6     | 478,4 | 664,4   | 12,1    | 676,5 | 773,2   | 17,0    | 790,2 |
| 2017 | 483,1   | 4,7     | 487,8 | 750,5   | 15,8    | 766,3 | 845,3   | 19,0    | 864,3 |
| 2018 | 532,0   | 4,9     | 536,9 | 755,0   | 14,2    | 769,2 | 851,1   | 21,1    | 872,2 |
| 2019 | 548,6   | 5,3     | 553,9 | 764,5   | 15,3    | 779,8 | 872,3   | 20,3    | 892,6 |

**DEMANDA DO SIN - TEMPO ESTIMADO 30 DIAS**

**PERDAS (MW) - NORTE EXPORTADOR**

|      | LEVE    |         |       | MÉDIA   |         |       | PESADA  |         |       |
|------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|
|      | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total |
| 2015 | 250,3   | 3,9     | 254,2 | 679,9   | 12,6    | 692,5 | 710,9   | 17,3    | 728,2 |
| 2016 | 238,8   | 4,3     | 243,1 | 639,3   | 13,8    | 653,1 | 681,5   | 19,8    | 701,3 |
| 2017 | 248,1   | 4,4     | 252,5 | 706,8   | 14,1    | 720,9 | 726,6   | 22,0    | 748,6 |
| 2018 | 271,5   | 4,4     | 275,9 | 723,0   | 14,2    | 737,2 | 749,2   | 17,5    | 766,7 |
| 2019 | 256,4   | 4,6     | 261,0 | 652,8   | 15,3    | 668,1 | 716,1   | 20,8    | 736,9 |

**PERDAS (MW) - NORTE IMPORTADOR**

|      | LEVE    |         |       | MÉDIA   |         |       | PESADA  |         |       |
|------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|
|      | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total |
| 2015 | 463,3   | 4,2     | 467,5 | 689,2   | 12,2    | 701,4 | 805,8   | 15,6    | 821,4 |
| 2016 | 473,8   | 4,6     | 478,4 | 664,4   | 12,1    | 676,5 | 773,2   | 17,0    | 790,2 |
| 2017 | 483,1   | 4,7     | 487,8 | 750,5   | 15,8    | 766,3 | 845,3   | 19,0    | 864,3 |
| 2018 | 533,8   | 5,0     | 538,8 | 759,2   | 14,2    | 773,4 | 855,5   | 21,2    | 876,7 |
| 2019 | 550,8   | 5,3     | 556,1 | 768,4   | 15,3    | 783,7 | 876,5   | 20,4    | 896,9 |

**DEMANDA DO SIN - TEMPO ESTIMADO 1 DIA**

**PERDAS (MW) - NORTE EXPORTADOR**

|      | LEVE    |         |       | MÉDIA   |         |       | PESADA  |         |       |
|------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|
|      | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total |
| 2015 | 250,3   | 3,9     | 254,2 | 679,9   | 12,6    | 692,5 | 710,9   | 17,3    | 728,2 |
| 2016 | 239,6   | 4,3     | 243,9 | 641,3   | 13,8    | 655,1 | 684,3   | 19,8    | 704,1 |
| 2017 | 249,0   | 4,4     | 253,4 | 708,5   | 14,2    | 722,7 | 729,3   | 22,1    | 751,4 |
| 2018 | 276,0   | 4,4     | 280,4 | 738,2   | 14,4    | 752,6 | 760,6   | 17,8    | 778,4 |
| 2019 | 260,2   | 4,7     | 264,9 | 663,9   | 15,4    | 679,3 | 728,5   | 21,2    | 749,7 |

**PERDAS (MW) - NORTE IMPORTADOR**

|      | LEVE    |         |       | MÉDIA   |         |       | PESADA  |         |       |
|------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|
|      | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total |
| 2015 | 463,3   | 4,2     | 467,5 | 689,2   | 12,2    | 701,4 | 805,8   | 15,6    | 821,4 |
| 2016 | 474,8   | 4,6     | 479,4 | 666,7   | 12,2    | 678,9 | 775,7   | 17,1    | 792,8 |
| 2017 | 484,2   | 4,7     | 488,9 | 753,5   | 15,9    | 769,4 | 849,1   | 19,0    | 868,1 |
| 2018 | 539,0   | 5,0     | 544,0 | 770,4   | 14,3    | 784,7 | 867,5   | 21,4    | 888,9 |
| 2019 | 557,1   | 5,3     | 562,4 | 779,2   | 15,4    | 794,6 | 888,4   | 20,6    | 909,0 |

## 6 Referência

[1] **Ofício nº 048/2014-SPE/SPE-MME**

[2] **ONS – Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3** – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos.

[3] **ONS – Procedimentos de Rede – Submódulo 3.6** – Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão à Rede Básica.

## **Anexo C: Alternativa 2**

### **1 Introdução**

A alternativa 2 consiste na construção da SE COMPERJ 345 kV e construção de uma LT em 345 kV (circuito-simples), ligando a subestação (SE) Venda das Pedras até o COMPERJ. Como se trata de uma linha nova foi calculado o condutor econômico para esta alternativa. O condutor econômico de 32 MCM não atende aos critérios de máximo gradiente de campo elétrico e deve ser considerado o efeito corona, que determina a mínima seção transversal de 1400 MCM. Os estudos foram realizados considerando-se o condutor de seção 1x1431 MCM (Bobolink).

### **2 Objetivos**

- Examinar o comportamento do COMPERJ e região, em condição operativa normal e contingências;
- Determinar as perdas do sistema devido à inserção do COMPERJ ao longo do horizonte de estudo (5 anos).

### **3 Dados**

A conexão do COMPERJ com a rede básica na alternativa 2, foi feita através da inserção de uma linha de transmissão de 19,9 km em 345 kV, em circuito simples com 1 condutor Bobolink por fase (1x1431 MCM) saindo da subestação 345 kV Venda das Pedras até a subestação nova COMPERJ 345/138 kV. Os parâmetros de linha considerados entre a barra COMPERJ (345kV) e a barra Venda das Pedras 345 kV foram os seguintes:

- Venda das Pedras – COMPERJ: R = 0,077 %; X = 0,618 %; Q = 10,48 Mvar.

A inclusão da SE COMPERJ 345/138 kV foi feita através de um transformador de 345/138 kV com reatância X=12,32% e potência nominal de 200MVA e emergência de 210 MVA.

Para definição das condições operativas a serem analisadas, levaram-se em consideração as demandas já apresentadas.

Foram simulados casos em condição operativa normal e contingências, nos cenários Norte Importador e Norte Exportador, nos patamares de carga leve, média e pesada, para os anos de 2015 a 2019.

#### **4 Avaliação de Contingências**

Para cada uma das condições operativas analisadas, foram consideradas as seguintes contingências:

1. Perda da LT 345kV Adrianópolis - Venda das Pedras.
2. Perda da LT 345 kV Adrianópolis – Macaé.
3. Perda do maior auto-transformador (225/252 MVA) na SE Adrianópolis.
4. Perda de um auto-transformador (400/480 MVA) na SE Venda das Pedras.

Dentro do horizonte de estudo, constatou-se a necessidade de um banco de capacitores de 90Mvar nominal na SE Venda das Pedras no lado de 138 kV no ano de 2016 para corrigir as tensões durante a Contingência 1 (Perda da LT 345 kV Adrianópolis - Venda das Pedras).

Além disso, no ano de 2017, verificou-se a necessidade de 130 Mvar (adicional de 40 Mvar na mesma SE Venda das Pedras no lado de 138 kV) para corrigir as tensões durante a Contingência 1 (Perda da LT 345 kV Adrianópolis - Venda das Pedras).Entretanto, como está prevista a instalação de 5 bancos de 60 Mvar a partir de 2018 na região de Niterói (nas barras Z. Sul 2026, S. Ponte 2023, G. Branc 2022, Icarai 2031 e Alcan 2020) para corrigir problemas de tensão baixa no 138 kV, o reforço adicional de 40Mvarem 2017 não seria necessário a partir de 2018.

A Tabela 31 e a

Tabela 32 mostram uma comparação entre as tensões dos decks originais e as tensões da alternativa 2 sem a compensação do banco extra, para o ano de 2017 durante a Contingência 1 (Perda da LT 345 kV Adrianópolis - Venda das Pedras).

Tabela 31 - Comparação de magnitudes de tensão no sistema COM e SEM o COMPERJ para a condição de Norte Exportador, durante a Contingência 1 (Ano 2017).

| <b>Comparação de Dados de Barra - COM e SEM COMPERJ - Norte Exportador</b> |  |                    |                     |
|--|--|--------------------|---------------------|
| <b>Número da barra</b>   | <b>Magnitude da tensão na barra [p.u.]</b> |                    | <b>Variação (%)</b> |
|  | <b>COM COMPERJ</b>                         | <b>SEM COMPERJ</b> |                     |
| 2016   | 0,9552                                     | 0,9453             | 1,05%               |
| 2018   | 0,9540                                     | 0,9441             | 1,05%               |
| 2020   | 0,9473                                     | 0,9377             | 1,02%               |
| 2022   | 0,9431                                     | 0,9332             | 1,06%               |
| 2023   | 0,9407                                     | 0,9305             | 1,10%               |
| 2025   | 0,9375                                     | 0,9268             | 1,15%               |
| 2026   | 0,9400                                     | 0,9290             | 1,18%               |
| 2028   | 0,9536                                     | 0,9422             | 1,21%               |
| 2029   | 0,9535                                     | 0,9421             | 1,21%               |
| 2031   | 0,9384                                     | 0,9274             | 1,19%               |
| 3669   | 1,1012                                     | 1,1031             | -0,17%              |
| 3730   | 1,0502                                     | 1,0505             | -0,03%              |
| 3746   | 1,0669                                     | 1,0683             | -0,13%              |
| 3747   | 1,0670                                     | 1,0685             | -0,14%              |
| 3780   | 1,0519                                     | 1,0531             | -0,11%              |
| 3783   | 0,9495                                     | 0,9505             | -0,11%              |
| 3980   | 1,0553                                     | 1,0556             | -0,03%              |
| 38078  | 1,0509                                     | 1,0510             | -0,01%              |

Tabela 32 - Comparação de magnitudes de tensão no sistema COM e SEM o COMPERJ para a condição de Norte Importador, durante a Contingência 2.

| <b>Comparação de Dados de Barra - COM e SEM COMPERJ - Norte Importador</b> |  |                    |                     |
|--|--|--------------------|---------------------|
| <b>Número da barra</b>   | <b>Magnitude da tensão na barra [p.u.]</b> |                    | <b>Variação (%)</b> |
|  | <b>COM COMPERJ</b>                         | <b>SEM COMPERJ</b> |                     |
| 1958   | 0,9412                                     | 0,9441             | -0,31%              |
| 1960   | 0,9261                                     | 0,9292             | -0,33%              |
| 1961   | 0,9332                                     | 0,9362             | -0,32%              |
| 1969   | 0,9281                                     | 0,9312             | -0,33%              |
| 2016   | 0,9583                                     | 0,9478             | 1,11%               |
| 2018   | 0,9571                                     | 0,9467             | 1,10%               |
| 2020   | 0,9515                                     | 0,9414             | 1,07%               |
| 2022   | 0,9465                                     | 0,9361             | 1,11%               |
| 2023   | 0,9433                                     | 0,9325             | 1,16%               |
| 2025   | 0,9387                                     | 0,9273             | 1,23%               |
| 2026   | 0,9403                                     | 0,9286             | 1,26%               |
| 2028   | 0,9519                                     | 0,9398             | 1,29%               |
| 2029   | 0,9518                                     | 0,9397             | 1,29%               |
| 2031   | 0,9387                                     | 0,9270             | 1,26%               |
| 3730   | 1,0487                                     | 1,0504             | -0,16%              |
| 3783   | 0,9446                                     | 0,9517             | -0,75%              |
| 3785   | 1,0496                                     | 1,0508             | -0,11%              |
| 28261  | 0,9121                                     | 0,9152             | -0,34%              |
| 28262  | 0,9121                                     | 0,9152             | -0,34%              |
| 28266  | 0,9121                                     | 0,9152             | -0,34%              |
| 28269  | 0,9121                                     | 0,9152             | -0,34%              |
| 28272  | 0,9121                                     | 0,9152             | -0,34%              |

De acordo com a segunda coluna de ambas as tabelas, nota-se a existência de problemas de tensão baixa na região de Niterói mesmo antes da entrada do COMPERJ no SIN. Conforme a terceira coluna de ambas, o impacto do COMPERJ sobre as tensões na região do 138 kV da AMPLA não é significativo, já que as tensões na região são semelhantes nos casos com e sem COMPERJ. Considerando-se que o COMPERJ não causou problemas de tensão além dos já verificados nos decks originais e que já está prevista a instalação de 5x60 Mvar na região no ano de 2018, conclui-se que o banco extra de 40Mvarem 2017 não é necessário e a alternativa 2 exige apenas a instalação de um banco de 90 Mvar em 2016.

## 5 Condutor Econômico

A alternativa 2 sendo avaliada neste estudo compreende uma linha em 345 kV e circuito simples. Na tabela de custo de linhas de transmissão da ANEEL, para o nível de tensão de 345 kV e circuito simples, há valores apenas com o uso de dois condutores por fase e, portanto, foram esses os valores utilizados para o cálculo do condutor econômico.

Da tabela da ANEEL (345 kV, circuito simples, Auto Portante, 2 cond./fase) encontramos dois valores:

Seção de 795 MCM (Drake): R\$ 557.568,79

Seção de 954 MCM (Rail): R\$ 573.849,06

Portanto o custo ( $C_{LT}$ ) de um circuito simples por km com dois condutores de seção  $S$  cada por fase é:

$$C_{LT} = A_1 + B_1 S = R\$ 476.167,44 + 102,39 * S \text{ (MCM)} \quad (1)$$

As perdas Joule (PJ) da linha de circuito simples com dois condutores por fase de seção  $S$  cada podem ser calculadas por:

$$PJ = \frac{1}{N} \frac{\rho}{S} \left( \frac{P}{V} \right)^2 = \frac{1}{2} \frac{58}{S} \left( \frac{52}{345} \right)^2 = \frac{0,659}{S} \text{ MW/km} \quad (2)$$

Onde:

- $P$  é a potência que será transmitida.
- $\rho$  é a resistividade do condutor e para o alumínio vale 58  $\Omega$  MCM/km.
- $N$  é o número de condutores por fase (2).

O custo das perdas em função da seção do condutor é:

$$C_{perdas} = (C_p + 8760 C_e F_p) PJ = \frac{R\$ 623.296,0}{S (MCM)} \quad (3)$$

Onde:

$C_p$ : Custo da demanda.

$C_e$ : Custo da energia.

$F_p$ : Fator de perdas.

O FRC (fator de recuperação de capital) é dado por:

$$FRC = \frac{(1 + i)^n i}{(1 + i)^n - 1} \quad (4)$$

Onde:

$i$  é a taxa de juros em consideração.

$n$  é o período considerado.

Considerando o taxa anual de juros sobre capital de 8%, custo de manutenção anual de 2% e o período de 30 anos, obtemos o  $FRC = 10,61\%$ .

Em todos os estudos realizados é adotado  $C_p = 0$  e  $F_p = 1$ . O valor do custo de energia  $C_e$  foi adotado igual a R\$ 108,00/MWh como solicitado no ofício número 048/2014-DPE/SPE-MME.

O custo total do empreendimento é:

$$C_{tot} = A + B S + \frac{C}{S} \quad (5)$$

Onde:

$$A = FRC * 476.167,44 = 50.521,36$$

$$B = FRC * 102,39 = 10,86$$

$$C = R\$ 623.296,0$$

Portanto a seção do condutor econômico é:

$$S_{eco} = \sqrt{\frac{C}{B}} = \sqrt{\frac{623.296,0}{10,86}} = 239,6MCM \quad (6)$$

O cálculo do condutor econômico para uma linha em circuito simples e 2 condutores por fase para a tensão de 345 kV resultou em um condutor de seção extremamente pequena e irreal.

Com o objetivo de explorar uma alternativa em 345 kV para transportar 35 MW e encontrar uma seção do condutor econômico realista realizou-se os mesmos cálculos com um condutor por fase e circuito simples. Na tabela de preços da ANEEL não há linhas de 345 kV, circuito simples com 1 condutor por fase, portanto para realizar os novos cálculos os valores de A e B tiveram que ser extrapolados levando em consideração o acréscimo de preço pela mudança de circuito simples para circuito duplo e pela adição de mais condutores por fase. O resultado dos cálculos levou a seção econômica de 391,2 MCM. O condutor que mais se aproxima desse valor é o 397,5 MCM e não é empregado em sistemas de 345 kV devido ao efeito corona. Portanto, tendo isso em vista e uma vez que o circuito simples, 1 cond./fase é a configuração mais simples e que resulta na maior seção de condutor econômico, o critério que irá definir a seção mínima do condutor é o efeito corona.

Da tabela de custos de linhas da ANEEL foram obtidos os custos de linhas de 345 kV, CS e 2 condutores por fase. A partir desses valores iniciais foram calculados os custos dessas linhas em CS utilizando-se apenas 1 condutor por fase. Para isso foi utilizada a seguinte premissa: 50% do custo total se deve às torres e 50% se deve aos condutores. Foi adotado que as torres são as mesmas para os dois casos. Logo o custo da linha para 1 condutor por fase será de 75% do valor com 2 condutores por fase.

Seção de 795 MCM (Drake): R\$ 418.176,59

Seção de 954 MCM (Rail): R\$ 430.386,79

Portanto o custo ( $C_{LT}$ ) de um circuito simples por km com dois condutores de seção

S cada por fase é:

$$C_{LT} = A_1 + B_1 S = R\$ 357.125,59 + 76,79 * S \text{ (MCM)} \quad (7)$$

As perdas Joule (PJ) da linha de circuito simples com dois condutores por fase de secção S cada podem ser calculadas por:

$$PJ = \frac{1}{N} \frac{\rho}{S} \left( \frac{P}{V} \right)^2 = \frac{1}{1} \frac{58}{S} \left( \frac{52}{345} \right)^2 = \frac{1,318}{S} \text{ MW/km} \quad (8)$$

Onde:

- P é a potência que será transmitida.
- $\rho$  é a resistividade do condutor e para o alumínio vale 58  $\Omega$  MCM/km.
- N é o número de condutores por fase (1).

O custo das perdas em função da secção do condutor é:

$$C_{perdas} = (C_p + 8760 C_e F_p) PJ = \frac{R\$ 1.246.592,0}{S \text{ (MCM)}} \quad (9)$$

Onde:

$C_p$ : Custo da demanda.

$C_e$ : Custo da energia.

$F_p$ : Fator de perdas.

O FRC (fator de recuperação de capital) é dado por:

$$FRC = \frac{(1+i)^n i}{(1+i)^n - 1} \quad (10)$$

Onde:

i é a taxa de juras em consideração.

n é o período considerado.

Considerando o taxa anual de juros sobre capital de 8%, custo de manutenção anual de 2% e o período de 30 anos, obtemos o  $FRC = 10,61\%$ .

Em todos os estudos realizados é adotado  $C_p = 0$  e  $F_p = 1$ . O valor do custo de energia  $C_e$  foi adotado igual a R\$ 108,00/MWh como solicitado no ofício número 048/2014-DPE/SPE-MME.

O custo total do empreendimento é:

$$C_{tot} = A + B S + \frac{C}{S} \quad (11)$$

Onde:

$$A = FRC * 357.125,59 = 37.883,61$$

$$B = FRC * 76,79 = 8,15$$

$$C = R\$ 623.296,0$$

Portanto a seção do condutor econômico é:

$$S_{eco} = \sqrt{\frac{C}{B}} = \sqrt{\frac{1.246.592,0}{8,15}} = 391,2 \text{ MCM} \quad (12)$$

## 6 Efeito Corona

Para a alternativa 2 foram avaliadas duas configurações em circuito simples, uma com um condutor por fase e outra com dois condutores por fase. Em ambas as configurações utilizou-se a mesma torre. Usando [1] escolheu-se uma torre auto portante que comportasse um ou dois condutores por fase. A disposição espacial dos condutores na torre é:

- Disposição vertical entre fases de um mesmo circuito.
- Menor distância entre fases do mesmo circuito: 7,5 m.
- Menor distância entre circuitos: 11,6 m.

- Distância na torre do condutor mais baixo ao solo: 25,5 m.
- Flecha: 17,5 m.
- Espaçamento entre condutores da mesma fase: 0,457 cm.

Para um condutor por fase os cálculos resultaram que a seção mínima do condutor é 35,1 mm de diâmetro. Portanto escolheu-se o cabo Bobolink (1431 MCM) com 36,24 mm de diâmetro. Os cálculos de  $E_0$  e  $E$  para o respectivo cabo foram:

- $E_0 = 2.752,8\text{kV/m}$ .
- $E = 2.610,2\text{kV/m}$ .

Para dois condutores por fase os cálculos resultaram que a seção mínima do condutor é 25 mm de diâmetro. Portanto escolheu-se o cabo Grosbeak (636 MCM) com 25,15 mm de diâmetro. Os cálculos de  $E_0$  e  $E$  para o respectivo cabo foram:

- $E_0 = 2.853,7\text{kV/m}$ .
- $E = 2.642,4\text{ kV/m}$ .

## 7 Perdas Joule

Os cálculos durante trinta anos para Norte Exportador e Norte Importador foram realizados usando os seguintes parâmetros:

- Custo da energia: R\$ 108,00/ MWh
- Taxa de juros: 8% a.a.

Para o cálculo médio das perdas em cada cenário usou-se a seguinte distribuição de carga: 8% pesada, 42% média e 50% leve. Em seguida multiplicou-se o valor pelo número de horas em um ano (8760) e o custo da energia de R\$ 108,00 / MWh. Os cálculos foram realizados para cada ano e trazidos para valor presente (usando a taxa de 8% ao ano). A soma dos valores é o custo das perdas do empreendimento. Os resultados são apresentados nas **Tabela 33 a Tabela 36** apresentadas a seguir.

Tabela 33- Custo das perdas para operação estimada de 334 dias, ano a ano, trazidos a valor presente.

|               | Norte exportador            | Norte importador            |
|---------------|-----------------------------|-----------------------------|
| <b>5 anos</b> | <b>R\$ 1.948.386.731,75</b> | <b>R\$ 2.560.274.373,54</b> |
| Ano           | R\$                         | R\$                         |
| 2015          | R\$ 451.183.659,84          | R\$ 562.433.207,04          |
| 2016          | R\$ 396.088.656,00          | R\$ 514.825.200,00          |
| 2017          | R\$ 396.539.244,44          | R\$ 516.909.755,56          |
| 2018          | R\$ 379.367.181,07          | R\$ 496.835.596,71          |
| 2019          | R\$ 325.207.990,40          | R\$ 469.270.614,24          |

Tabela 34- Custo das perdas para operação estimada de 30 dias, ano a ano, trazidos a valor presente.

|               | Norte exportador            | Norte importador            |
|---------------|-----------------------------|-----------------------------|
| <b>5 anos</b> | <b>R\$ 1.953.744.293,10</b> | <b>R\$ 2.565.411.855,63</b> |
| Ano           | R\$                         | R\$                         |
| 2015          | R\$ 451.183.659,84          | R\$ 562.433.207,04          |
| 2016          | R\$ 396.088.656,00          | R\$ 514.825.200,00          |
| 2017          | R\$ 396.539.244,44          | R\$ 516.909.755,56          |
| 2018          | R\$ 382.449.403,29          | R\$ 499.425.144,03          |
| 2019          | R\$ 327.483.329,52          | R\$ 471.818.549,00          |

Tabela 35- Custo das perdas para operação estimada de 1 dia, ano a ano, trazidos a valor presente.

|               | Norte exportador            | Norte importador            |
|---------------|-----------------------------|-----------------------------|
| <b>5 anos</b> | <b>R\$ 1.972.467.160,77</b> | <b>R\$ 2.583.948.406,57</b> |
| Ano           | R\$                         | R\$                         |
| 2015          | R\$ 451.183.659,84          | R\$ 562.433.207,04          |
| 2016          | R\$ 397.714.512,00          | R\$ 516.628.008,00          |
| 2017          | R\$ 398.370.733,33          | R\$ 518.995.933,33          |
| 2018          | R\$ 391.032.160,49          | R\$ 506.875.349,79          |
| 2019          | R\$ 334.166.095,11          | R\$ 479.015.908,40          |

O custo final ponderado das perdas da alternativa 1 é apresentado na Tabela 36.

Tabela 36- Custo ponderado das perdas no horizonte de estudos.

|               | Norte exportador            | Norte importador            |
|---------------|-----------------------------|-----------------------------|
| <b>5 anos</b> | <b>R\$ 1.948.893.053,04</b> | <b>R\$ 2.560.761.492,71</b> |

A seguir são apresentadas as perdas em MW para cada condição de demanda do SIN.

DEMANDA DO SIN - TEMPO ESTIMADO **334 DIAS**

PERDAS (MW) - NORTE EXPORTADOR

|      | LEVE    |         |       | MÉDIA   |         |       | PESADA  |         |       |
|------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|
|      | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total |
| 2015 | 250,9   | 4,8     | 255,7 | 678,9   | 12,7    | 691,6 | 714,5   | 17,7    | 732,2 |
| 2016 | 238,6   | 4,2     | 242,8 | 640,4   | 13,4    | 653,8 | 682,8   | 19,2    | 702,0 |
| 2017 | 247,3   | 4,4     | 251,7 | 706,9   | 14,8    | 721,7 | 726,5   | 22,5    | 749,0 |
| 2018 | 270,2   | 4,2     | 274,4 | 716,9   | 14,0    | 730,9 | 744,7   | 17,2    | 761,9 |
| 2019 | 255,5   | 4,7     | 260,2 | 649,1   | 15,2    | 664,3 | 711,3   | 20,6    | 731,9 |

PERDAS (MW) - NORTE IMPORTADOR

|      | LEVE    |         |       | MÉDIA   |         |       | PESADA  |         |       |
|------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|
|      | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total |
| 2015 | 462,9   | 4,6     | 467,5 | 689,7   | 12,4    | 702,1 | 806,3   | 16,9    | 823,2 |
| 2016 | 474,1   | 4,8     | 478,9 | 665,5   | 12,2    | 677,7 | 778,6   | 16,6    | 795,2 |
| 2017 | 483,6   | 4,8     | 488,4 | 756,2   | 16,1    | 772,3 | 839,9   | 19,1    | 859,0 |
| 2018 | 532,3   | 5,0     | 537,3 | 755,2   | 14,1    | 769,3 | 851,7   | 20,6    | 872,3 |
| 2019 | 546,7   | 5,4     | 552,1 | 764,3   | 15,2    | 779,5 | 872,0   | 20,3    | 892,3 |

DEMANDA DO SIN - TEMPO ESTIMADO **30 DIAS**

PERDAS (MW) - NORTE EXPORTADOR

|      | LEVE    |         |       | MÉDIA   |         |       | PESADA  |         |       |
|------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|
|      | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total |
| 2015 | 250,9   | 4,8     | 255,7 | 678,9   | 12,7    | 691,6 | 714,5   | 17,7    | 732,2 |
| 2016 | 238,6   | 4,2     | 242,8 | 640,4   | 13,4    | 653,8 | 682,8   | 19,2    | 702,0 |
| 2017 | 247,3   | 4,4     | 251,7 | 706,9   | 14,8    | 721,7 | 726,5   | 22,5    | 749,0 |
| 2018 | 272,0   | 4,3     | 276,3 | 723,3   | 14,1    | 737,4 | 749,8   | 17,4    | 767,2 |
| 2019 | 257,1   | 4,8     | 261,9 | 653,8   | 15,2    | 669,0 | 716,8   | 20,7    | 737,5 |

PERDAS (MW) - NORTE IMPORTADOR

|      | LEVE    |         |       | MÉDIA   |         |       | PESADA  |         |       |
|------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|
|      | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total |
| 2015 | 462,9   | 4,6     | 467,5 | 689,7   | 12,4    | 702,1 | 806,3   | 16,9    | 823,2 |
| 2016 | 474,1   | 4,8     | 478,9 | 665,5   | 12,2    | 677,7 | 778,6   | 16,6    | 795,2 |
| 2017 | 483,6   | 4,8     | 488,4 | 756,2   | 16,1    | 772,3 | 839,9   | 19,1    | 859,0 |
| 2018 | 534,2   | 5,1     | 539,3 | 760,0   | 14,1    | 774,1 | 857,0   | 20,7    | 877,7 |
| 2019 | 549,1   | 5,5     | 554,6 | 768,9   | 15,3    | 784,2 | 877,4   | 20,4    | 897,8 |

**DEMANDA DO SIN - TEMPO ESTIMADO 1 DIA**

**PERDAS (MW) - NORTE EXPORTADOR**

|      | LEVE    |         |       | MÉDIA   |         |       | PESADA  |         |       |
|------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|
|      | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total |
| 2015 | 250,9   | 4,8     | 255,7 | 678,9   | 12,7    | 691,6 | 714,5   | 17,7    | 732,2 |
| 2016 | 239,5   | 4,3     | 243,8 | 643,0   | 13,4    | 656,4 | 686,1   | 19,2    | 705,3 |
| 2017 | 248,4   | 4,5     | 252,9 | 710,2   | 14,8    | 725,0 | 729,9   | 22,5    | 752,4 |
| 2018 | 277,0   | 4,5     | 281,5 | 741,2   | 14,4    | 755,6 | 764,3   | 17,7    | 782,0 |
| 2019 | 261,6   | 5,1     | 266,7 | 667,6   | 15,5    | 683,1 | 732,2   | 21,4    | 753,6 |

**PERDAS (MW) - NORTE IMPORTADOR**

|      | LEVE    |         |       | MÉDIA   |         |       | PESADA  |         |       |
|------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|
|      | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total |
| 2015 | 462,9   | 4,6     | 467,5 | 689,7   | 12,4    | 702,1 | 806,3   | 16,9    | 823,2 |
| 2016 | 475,2   | 4,8     | 480,0 | 668,4   | 12,3    | 680,7 | 781,6   | 16,7    | 798,3 |
| 2017 | 484,8   | 4,9     | 489,7 | 759,9   | 16,1    | 776,0 | 844,3   | 19,3    | 863,6 |
| 2018 | 539,7   | 5,5     | 545,2 | 773,4   | 14,4    | 787,8 | 871,9   | 21,0    | 892,9 |
| 2019 | 556,0   | 5,8     | 561,8 | 781,8   | 15,5    | 797,3 | 892,5   | 20,9    | 913,4 |

## 8 Referências

- [1] EPRI. **Transmission Line Reference Book 345 kV and Above**, second edition, 1982.
- [2] ONS – **Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3** – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos.
- [3] ONS – **Procedimentos de Rede – Submódulo 3.6** – Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão à Rede Básica.

## **Anexo D: Alternativa 3**

### **1 Introdução**

A alternativa 3 consiste na construção da SE COMPERJ 138 kV e construção de uma LT em 138 kV (circuito-simples), ligando a SE Venda das Pedras até o COMPERJ. Como se trata de uma linha nova foi calculado o condutor econômico para esta alternativa. O condutor econômico de 304 MCM não atende aos critérios de máximo gradiente de campo elétrico e deve ser considerado o efeito corona, que determina a mínima seção transversal de 790 MCM. Os estudos foram realizados considerando-se o condutor de seção 1x795 MCM (Drake).

### **2 Objetivos**

- Examinar o comportamento do COMPERJ e região, em condição operativa normal e contingências;
- Determinar as perdas do sistema devido a inserção do COMPERJ ao longo do horizonte de estudo (5 anos).

### **3 Dados**

A conexão do COMPERJ com a rede básica na alternativa 3 foi feita através da construção de uma SE COMPERJ 138 kV e da inserção de uma linha de transmissão de 19,9 km em 138 kV, em circuito simples com 1 condutor Drake por fase (1x795 MCM) saindo da subestação 138 kV Venda das Pedras até a subestação nova COMPERJ 138 kV. Os parâmetros de linha considerados entre a barra COMPERJ (138kV) e a barra Venda das Pedras 138 kV foram os seguintes:

- Venda das Pedras – COMPERJ: R = 0,77 %; X = 4,76 %; Q = 1,378Mvar.

A inclusão da SE COMPERJ 138 kV contempla o reforço na SE Venda das Pedras de um transformador de 345/138 kV com reatância X=12,32% e potência nominal e de emergência de 200MVA.

Para definição das condições operativas a serem analisadas, levaram-se em consideração as demandas já apresentadas.

Foram simulados casos em condição operativa normal e contingências, nos cenários Norte Importador e Norte Exportador, nos patamares de carga leve, média e pesada, para os anos de 2015 a 2019.

#### **4 Avaliação de Contingências**

Para cada uma das condições operativas analisadas, foram consideradas as seguintes contingências:

1. Perda da LT 345 kV Adrianópolis - Venda das Pedras.
2. Perda de um auto-transformador (400/480 MVA) na SE Venda das Pedras.
3. Perda do maior auto-transformador (225/252 MVA) na SE Adrianópolis.
4. Perda da LT 138 kV Magé - Venda das Pedras.

Dentro do horizonte de estudo, constatou-se a necessidade de um banco de capacitores de 50 Mvar nominal na SE Venda das Pedras no lado de 138 kV no ano de 2016 para corrigir as tensões durante a Contingência 1 (Perda da LT 345 kV Adrianópolis - Venda das Pedras) e também a necessidade extra de um banco de capacitores de 70 Mvar nominal em 2019, na mesma subestação, para corrigir as tensões durante a Contingência 1 (Perda da LT 345 kV Adrianópolis - Venda das Pedras).

No ano de 2016, é necessário instalar um auto-transformador de 200 MVA nominal na SE Venda das Pedras para atender aos limites de emergência durante a Contingência 2 (Perda de um auto-transformador(400/480 MVA) na SE Venda das Pedras).

Além disso, no ano de 2017, verificou-se a necessidade adicional de 70 Mvar na mesma SE Venda das Pedras no lado de 138 kV para corrigir as tensões durante a Contingência 1 (Perda da LT 345 kV Adrianópolis - Venda das Pedras). Entretanto, como está prevista a instalação de 5 bancos de 60 Mvar a partir de 2018 na região de Niterói (nas barras Z. Sul 2026, S. Ponte 2023, G. Branc 2022, Icarai 2031 e Alcan

2020) para corrigir problemas de tensão baixa no 138 kV, o reforço adicional de 70Mvar será necessário somente a partir de 2019.

As Tabelas 37 e

Tabela 38 mostram uma comparação entre as tensões dos decks originais e as tensões da alternativa 3 sem a compensação do banco extra.

Tabela 37 - Comparação de magnitudes de tensão no sistema COM e SEM o COMPERJ para a condição de Norte Exportador, durante a Contingência 1 (Ano 2017).

| <b>Comparação de Dados de Barra - COM e SEM COMPERJ - Norte Exportador</b> |  |                    |                     |
|--|--|--------------------|---------------------|
| <b>Número da barra</b>   | <b>Magnitude da tensão na barra [p.u.]</b> |                    | <b>Variação (%)</b> |
|  | <b>COM COMPERJ</b>                         | <b>SEM COMPERJ</b> |                     |
| 2016   | 0,9553                                     | 0,9453             | 1,06%               |
| 2018   | 0,9542                                     | 0,9441             | 1,07%               |
| 2020   | 0,9483                                     | 0,9377             | 1,13%               |
| 2022   | 0,9436                                     | 0,9332             | 1,11%               |
| 2023   | 0,9407                                     | 0,9305             | 1,10%               |
| 2025   | 0,9367                                     | 0,9268             | 1,07%               |
| 2026   | 0,9386                                     | 0,9290             | 1,03%               |
| 2028   | 0,9512                                     | 0,9422             | 0,96%               |
| 2029   | 0,9510                                     | 0,9421             | 0,94%               |
| 2031   | 0,9370                                     | 0,9274             | 1,04%               |
| 3669   | 1,1007                                     | 1,1031             | -0,22%              |
| 3730   | 1,0496                                     | 1,0505             | -0,09%              |
| 3746   | 1,0662                                     | 1,0683             | -0,20%              |
| 3747   | 1,0663                                     | 1,0685             | -0,21%              |
| 3780   | 1,0511                                     | 1,0531             | -0,19%              |
| 3783   | 0,9251                                     | 0,9505             | -2,67%              |
| 3980   | 1,0553                                     | 1,0556             | -0,03%              |
| 38078  | 1,0503                                     | 1,0510             | -0,07%              |

Tabela 38 - Comparação de magnitudes de tensão no sistema COM e SEM o COMPERJ para a condição de Norte Importador, durante a Contingência 2.

| <b>Comparação de Dados de Barra - COM e SEM COMPERJ - Norte Importador</b> |  |                    |                     |
|--|--|--------------------|---------------------|
| <b>Número da barra</b>   | <b>Magnitude da tensão na barra [p.u.]</b> |                    | <b>Variação (%)</b> |
|  | <b>COM COMPERJ</b>                         | <b>SEM COMPERJ</b> |                     |
| 1958   | 0,9391                                     | 0,9441             | -0,53%              |
| 1960   | 0,9240                                     | 0,9292             | -0,56%              |
| 1961   | 0,9311                                     | 0,9362             | -0,54%              |
| 1969   | 0,9260                                     | 0,9312             | -0,56%              |
| 2016   | 0,9551                                     | 0,9478             | 0,77%               |
| 2018   | 0,9540                                     | 0,9467             | 0,77%               |
| 2020   | 0,9484                                     | 0,9414             | 0,74%               |
| 2022   | 0,9433                                     | 0,9361             | 0,77%               |
| 2023   | 0,9400                                     | 0,9325             | 0,80%               |
| 2025   | 0,9353                                     | 0,9273             | 0,86%               |
| 2026   | 0,9367                                     | 0,9286             | 0,87%               |
| 2028   | 0,9483                                     | 0,9398             | 0,90%               |
| 2029   | 0,9482                                     | 0,9397             | 0,90%               |
| 2031   | 0,9352                                     | 0,9270             | 0,88%               |
| 3730   | 1,0502                                     | 1,0504             | -0,02%              |
| 3783   | 0,9080                                     | 0,9517             | -4,59%              |
| 3785   | 1,0462                                     | 1,0508             | -0,44%              |
| 28261  | 0,9100                                     | 0,9152             | -0,57%              |
| 28262  | 0,9100                                     | 0,9152             | -0,57%              |
| 28266  | 0,9099                                     | 0,9152             | -0,58%              |
| 28269  | 0,9100                                     | 0,9152             | -0,57%              |
| 28272  | 0,9100                                     | 0,9152             | -0,57%              |

De acordo com a segunda coluna de ambas as tabelas, verifica-se a existência de problemas de tensão baixa na região de Niterói mesmo antes da entrada do COMPERJ no SIN. Conforme a terceira coluna de ambas, o impacto do COMPERJ sobre as tensões na região do 138 kV da AMPLA não é significativo, já que as tensões na região são semelhantes nos casos com e sem COMPERJ. Considerando-se que o COMPERJ não causou problemas de tensão além dos já verificados nos decks originais e que já é prevista a instalação de 5x60 Mvar na região no ano de 2018, conclui-se que o reforço adicional de 70 Mvar será necessário somente a partir de 2019.

## 5 Condutor Econômico

A alternativa 3 avaliada neste estudo compreende uma linha em 138 kV e circuito simples. Na tabela de custo de linhas de transmissão da ANEEL, para o nível de tensão de 138 kV, circuito simples e um condutor por fase, extraímos os seguintes valores:

Seção de 336,4 MCM: R\$ 214.485,57

Seção de 397,5 MCM: R\$ 222.333,00

Seção de 556,5 MCM: R\$ 241.787,31

Seção de 636,0 MCM: R\$ 252.163,77

Seção de 795,0 MCM: R\$ 269.837,68

Portanto o custo por km de uma linha de circuito simples com um condutor S por fase ( $C_{LT}$ ) é dado por:

$$C_{LT} = A_1 + B_1 S = 174.113,22 + 121,28 * S \text{ (MCM)} \quad (1)$$

As perdas Joule (PJ) da linha de circuito simples com um condutor por fase de secção S cada podem ser calculadas por:

$$PJ = \frac{1}{N} \frac{\rho}{S} \left( \frac{P}{V} \right)^2 = \frac{1}{1} \frac{58}{S} \left( \frac{52}{138} \right)^2 = \frac{8,235}{S} \text{ MW/km} \quad (2)$$

Onde:

- P é a potência que será transmitida.
- $\rho$  é a resistividade do condutor e para o alumínio vale 58  $\Omega$  MCM/km.
- N é o número de condutores por fase.

O custo das perdas em função da seção do condutor é:

$$C_{perdas} = (C_p + 8760 C_e F_p) PJ = \frac{\text{R\$ } 7.791.200,3}{S \text{ (MCM)}} \quad (3)$$

Onde:

$C_p$ : Custo da demanda.

$C_e$ : Custo da energia.

$F_p$ : Fator de perdas.

O FRC (fator de recuperação de capital) é dado por:

$$FRC = \frac{(1+i)^n i}{(1+i)^n - 1} \quad (4)$$

Onde:

$i$  é a taxa de juros em consideração.

$n$  é o período considerado.

Considerando o taxa anual de juros sobre capital de 8%, custo de manutenção anual de 2% e o período de 30 anos, obtemos o  $FRC = 10,61\%$ .

Em todos os estudos realizados é adotado  $C_p = 0$  e  $F_p = 1$ . O valor do custo de energia  $C_e$  foi adotado igual a R\$ 108,00/MWh como solicitado no ofício número 048/2014-DPE/SPE-MME.

O custo total do empreendimento é:

$$C_{tot} = A + B S + \frac{C}{S} \quad (5)$$

Onde:

$$A = FRC * 174.113,22 = 18.469,80$$

$$B = FRC * 121,28 = 12,86$$

$$C = R\$ 7.791.200,3$$

Portanto a seção do condutor econômico é:

$$S_{eco} = \sqrt{\frac{C}{B}} = \sqrt{\frac{7.791.200,3}{12,86}} = 778,2 \text{ MCM} \quad (6)$$

O cálculo do condutor econômico para uma linha em circuito simples e 1 condutor por fase para a tensão de 138 kV resultou em um condutor de seção 778,2 MCM. O condutor que mais se aproxima do resultado é o Drake cuja seção vale 795 MCM. Caso o efeito corona não seja um impedimento deve-se adotar o condutor Drake para o sistema.

## 6 Efeito Corona

Para a alternativa 3, seguindo os resultados obtidos no estudo de condutor econômico, procurou-se validar o uso do condutor Drake para a configuração circuito simples e um condutor por fase. Para o cálculo do campo elétrico na superfície dos cabos condutores utilizou-se a disposição espacial típica de uma torre de 138 kV e prosseguiu de acordo com [3]. As distâncias envolvidas no cálculo do campo elétrico são:

- Disposição vertical entre fases de um mesmo circuito.
- Menor distância entre fases do mesmo circuito: 3,8 m.
- Menor distância entre circuitos: 6,3 m.
- Distância na torre do condutor mais baixo ao solo: 25,1 m.
- Flecha: 12 m.

Para o cabo Drake, cujo diâmetro é 28,11 mm, os cálculos de campo elétrico resultaram:

- $E_0 = 2.501,30 \text{ kV/m}$ .
- $E = 1.427,14 \text{ kV/m}$ .

Como  $E < E_0$  o condutor Drake passa no critério de efeito corona e, portanto pode ser escolhido.

## 7 Perdas Joule

Os cálculos durante trinta anos para Norte Exportador e Norte Importador foram realizados usando os seguintes parâmetros:

- Custo da energia: R\$ 108,00/ MWh
- Taxa de juros: 8% a.a.

Para o cálculo médio das perdas em cada cenário usou-se a seguinte distribuição de carga: 8% pesada, 42% média e 50% leve. Em seguida multiplicou-se o valor pelo número de horas em um ano (8760) e o custo da energia de R\$ 108,00 / MWh. Os cálculos foram realizados para cada ano e trazidos para valor presente (usando a taxa de 8% ao ano). A soma dos valores é o custo das perdas do empreendimento. Os resultados são apresentados na Tabela 39 a Tabela 41.

**Tabela 39 - Custo das perdas para operação estimada de 334 dias, ano a ano, trazidos a valor presente.**

|               | Norte exportador            | Norte importador            |
|---------------|-----------------------------|-----------------------------|
| <b>5 anos</b> | <b>R\$ 1.949.977.396,16</b> | <b>R\$ 2.561.311.456,39</b> |
| Ano           | R\$                         | R\$                         |
| 2015          | R\$ 451.236.640,32          | R\$ 563.333.875,20          |
| 2016          | R\$ 397.812.624,00          | R\$ 515.676.672,00          |
| 2017          | R\$ 396.625.222,22          | R\$ 516.236.533,33          |
| 2018          | R\$ 378.996.172,84          | R\$ 496.646.337,45          |
| 2019          | R\$ 325.306.736,78          | R\$ 469.418.038,41          |

**Tabela 40 - Custo das perdas para operação estimada de 30 dias, ano a ano, trazidos a valor presente.**

|               | Norte exportador            | Norte importador            |
|---------------|-----------------------------|-----------------------------|
| <b>5 anos</b> | <b>R\$ 1.956.035.695,20</b> | <b>R\$ 2.567.286.697,21</b> |
| Ano           | R\$                         | R\$                         |
| 2015          | R\$ 451.236.640,32          | R\$ 563.333.875,20          |
| 2016          | R\$ 397.812.624,00          | R\$ 515.676.672,00          |
| 2017          | R\$ 396.625.222,22          | R\$ 516.236.533,33          |
| 2018          | R\$ 382.263.148,15          | R\$ 499.712.037,04          |
| 2019          | R\$ 328.098.060,51          | R\$ 472.327.579,64          |

Tabela 41 - Custo das perdas para operação estimada de 1 dia, ano a ano, trazidos a valor presente.

|               | Norte exportador     | Norte importador     |
|---------------|----------------------|----------------------|
| <b>5 anos</b> | R\$ 1.980.865.983,07 | R\$ 2.592.533.305,07 |
| Ano           | R\$                  | R\$                  |
| 2015          | R\$ 451.236.640,32   | R\$ 563.333.875,20   |
| 2016          | R\$ 400.195.344,00   | R\$ 518.231.088,00   |
| 2017          | R\$ 399.045.577,78   | R\$ 518.932.666,67   |
| 2018          | R\$ 393.525.576,13   | R\$ 509.802.860,08   |
| 2019          | R\$ 336.862.844,84   | R\$ 482.232.815,12   |

O custo final ponderado das perdas da alternativa 1 é apresentado na Tabela 42.

Tabela 42 - Custo ponderado das perdas no horizonte de estudos.

|               | Norte exportador     | Norte importador     |
|---------------|----------------------|----------------------|
| <b>5 anos</b> | R\$ 1.950.559.964,81 | R\$ 2.561.888.111,39 |

A seguir são apresentadas as perdas em MW para cada condição de demanda do SIN.

**DEMANDA DO SIN - TEMPO ESTIMADO 334 DIAS**

**PERDAS (MW) - NORTE EXPORTADOR**

|      | LEVE    |         |       | MÉDIA   |         |       | PESADA  |         |       |
|------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|
|      | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total |
| 2015 | 251,9   | 4,7     | 256,6 | 678,3   | 12,4    | 690,7 | 714,9   | 17,1    | 732,0 |
| 2016 | 240,0   | 5,1     | 245,1 | 641,6   | 13,9    | 655,5 | 683,5   | 19,8    | 703,3 |
| 2017 | 247,8   | 4,9     | 252,7 | 706,5   | 15,1    | 721,6 | 723,9   | 20,7    | 744,6 |
| 2018 | 270,2   | 4,4     | 274,6 | 715,5   | 14,1    | 729,6 | 743,7   | 17,6    | 761,3 |
| 2019 | 255,6   | 4,7     | 260,3 | 649,1   | 15,8    | 664,9 | 709,5   | 20,4    | 729,9 |

**PERDAS (MW) - NORTE IMPORTADOR**

|      | LEVE    |         |       | MÉDIA   |         |       | PESADA  |         |       |
|------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|
|      | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total |
| 2015 | 464,2   | 4,8     | 469,0 | 690,2   | 12,4    | 702,6 | 807,6   | 15,5    | 823,1 |
| 2016 | 474,1   | 5,4     | 479,5 | 666,4   | 12,9    | 679,3 | 779,2   | 16,0    | 795,2 |
| 2017 | 483,6   | 5,5     | 489,1 | 754,6   | 15,5    | 770,1 | 836,4   | 19,4    | 855,8 |
| 2018 | 532,5   | 5,2     | 537,7 | 754,5   | 14,2    | 768,7 | 849,1   | 20,7    | 869,8 |
| 2019 | 547,5   | 5,7     | 553,2 | 763,7   | 15,3    | 779,0 | 870,4   | 20,3    | 890,7 |

**DEMANDA DO SIN - TEMPO ESTIMADO 30 DIAS**

**PERDAS (MW) - NORTE EXPORTADOR**

|      | LEVE    |         |       | MÉDIA   |         |       | PESADA  |         |       |
|------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|
|      | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total |
| 2015 | 251,9   | 4,7     | 256,6 | 678,3   | 12,4    | 690,7 | 714,9   | 17,1    | 732,0 |
| 2016 | 240,0   | 5,1     | 245,1 | 641,6   | 13,9    | 655,5 | 683,5   | 19,8    | 703,3 |
| 2017 | 247,8   | 4,9     | 252,7 | 706,5   | 15,1    | 721,6 | 723,9   | 20,7    | 744,6 |
| 2018 | 272,0   | 4,9     | 276,9 | 721,5   | 14,5    | 736,0 | 749,5   | 18,2    | 767,7 |
| 2019 | 257,3   | 5,3     | 262,6 | 654,2   | 16,3    | 670,5 | 715,3   | 21,0    | 736,3 |

**PERDAS (MW) - NORTE IMPORTADOR**

|      | LEVE    |         |       | MÉDIA   |         |       | PESADA  |         |       |
|------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|
|      | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total |
| 2015 | 464,2   | 4,8     | 469,0 | 690,2   | 12,4    | 702,6 | 807,6   | 15,5    | 823,1 |
| 2016 | 474,1   | 5,4     | 479,5 | 666,4   | 12,9    | 679,3 | 779,2   | 16,0    | 795,2 |
| 2017 | 483,6   | 5,5     | 489,1 | 754,6   | 15,5    | 770,1 | 836,4   | 19,4    | 855,8 |
| 2018 | 534,5   | 5,8     | 540,3 | 759,6   | 14,6    | 774,2 | 854,6   | 21,1    | 875,7 |
| 2019 | 549,9   | 6,3     | 556,2 | 768,6   | 15,8    | 784,4 | 875,1   | 20,8    | 895,9 |

**DEMANDA DO SIN - TEMPO ESTIMADO 1 DIA**

**PERDAS (MW) - NORTE EXPORTADOR**

|      | LEVE    |         |       | MÉDIA   |         |       | PESADA  |         |       |
|------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|
|      | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total |
| 2015 | 251,9   | 4,7     | 256,6 | 678,3   | 12,4    | 690,7 | 714,9   | 17,1    | 732,0 |
| 2016 | 241,0   | 5,7     | 246,7 | 644,5   | 14,6    | 659,1 | 688,1   | 20,3    | 708,4 |
| 2017 | 248,9   | 5,5     | 254,4 | 710,2   | 15,7    | 725,9 | 727,6   | 21,1    | 748,7 |
| 2018 | 277,1   | 8,6     | 285,7 | 740,4   | 17,8    | 758,2 | 762,4   | 21,2    | 783,6 |
| 2019 | 261,9   | 9,3     | 271,2 | 667,7   | 19,2    | 686,9 | 729,9   | 24,1    | 754,0 |

**PERDAS (MW) - NORTE IMPORTADOR**

|      | LEVE    |         |       | MÉDIA   |         |       | PESADA  |         |       |
|------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|-------|
|      | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total | Área 63 | Área 71 | Total |
| 2015 | 464,2   | 4,8     | 469,0 | 690,2   | 12,4    | 702,6 | 807,6   | 15,5    | 823,1 |
| 2016 | 475,3   | 6,1     | 481,4 | 669,6   | 13,6    | 683,2 | 782,6   | 16,7    | 799,3 |
| 2017 | 484,8   | 6,2     | 491,0 | 758,7   | 16,1    | 774,8 | 840,8   | 20,0    | 860,8 |
| 2018 | 539,8   | 9,7     | 549,5 | 773,7   | 17,9    | 791,6 | 870,3   | 24,5    | 894,8 |
| 2019 | 556,9   | 10,0    | 566,9 | 782,5   | 19,4    | 801,9 | 891,1   | 24,1    | 915,2 |

## 8 Referências

- [1] ONS – **Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3** – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos.
- [2] EPRI. **Transmission Line Reference Book 345 kV and Above**, second edition, 1982.