



Sistemas Energéticos do Futuro III

Modelo Integrado de Otimização da Expansão da Geração, Transmissão e Distribuição com Recursos Energéticos Distribuídos

Subproduto 3.3

Relatório Final

Elaborado para a GIZ



Março de 2022



Nº do Contrato: 83338036

Sumário

| | | |
|---------|---|----|
| 1 | Sumario Executivo..... | 11 |
| 1.1 | Motivação..... | 11 |
| 1.2 | Objetivos..... | 12 |
| 1.3 | Visão Geral | 12 |
| 1.4 | Principais Conclusões..... | 13 |
| 2 | Introdução..... | 15 |
| 2.1 | Objetivo do relatório | 17 |
| 2.2 | Organização do relatório | 18 |
| 3 | Modelo Integrado Para Planejamento de Expansão Endógena | 19 |
| 3.1 | Visão Geral do Modelo..... | 19 |
| 3.2 | Expansão no N1 | 21 |
| 3.3 | Acoplamento entre N1-N2/N3 | 22 |
| 3.4 | Expansão no N2/N3..... | 24 |
| 3.5 | Feedback N2/N3-N1 | 26 |
| 3.6 | Critério de Convergência | 28 |
| 4 | Representação do Sistema nos Níveis..... | 31 |
| 4.1 | Representação de geradores centralizados (N1) | 31 |
| 4.2 | Representação de geradores descentralizados (N2/N3)..... | 31 |
| 4.3 | Representação da Rede Elétrica..... | 32 |
| 4.3.1 | Sistema no N1..... | 32 |
| 4.3.2 | Sistema no N2/N3 | 33 |
| 4.3.2.1 | Rede de Alta Tensão da Distribuidora..... | 34 |
| 4.3.2.2 | Rede de Média e Baixa Tensão da Distribuidora | 35 |
| 5 | Estudo de Caso..... | 39 |
| 5.1 | Premissas Gerais..... | 39 |
| 5.1.1 | Horizonte de Estudo | 39 |
| 5.1.2 | Projeção de Demanda | 39 |
| 5.1.3 | Distribuidoras Simuladas no N2/N3..... | 41 |

| | |
|---|-----|
| 5.2 Bases de dados e Premissas..... | 42 |
| 5.2.1 Sistema no N1..... | 42 |
| 5.2.1.1 Caso Energético | 42 |
| 5.2.1.2 Caso Eletroenergético..... | 47 |
| 5.2.2 Acoplamento N1-N2/N3 | 50 |
| 5.2.2.1 Barras de Fronteira | 51 |
| 5.2.2.2 TUST nas Barras de Fronteira..... | 52 |
| 5.2.2.3 MUST nas Barras de Fronteira | 53 |
| 5.2.3 Sistema no N2/N3 | 54 |
| 5.2.3.1 Representação da Rede N2/N3 | 54 |
| 5.2.3.2 Representação dos REDs..... | 58 |
| 5.2.3.3 Restrição de Expansão por fonte | 72 |
| 5.2.3.4 Demanda por Distribuidora | 73 |
| 5.3 Softwares de Simulação | 74 |
| 6 Resultados | 77 |
| 6.1 Resultados da 1ª Iteração..... | 77 |
| 6.1.1 Planejamento da Geração e Interconexão - N1 | 77 |
| 6.1.2 Planejamento da Transmissão - N1 | 78 |
| 6.1.3 Acoplamento N1- N2/N3 | 79 |
| 6.1.3.1 Custo Marginal nas Barras de Fronteira..... | 79 |
| 6.1.3.2 TUST nas Barras de Fronteira..... | 81 |
| 6.1.4 Planejamento da Distribuição - N2/N3 | 83 |
| 6.1.4.1 Representação Detalhada vs. Simplificada no N3..... | 84 |
| 6.1.4.2 Expansão dos REDs e Perdas Técnicas | 89 |
| 6.1.4.3 Representação Detalhada da Rede no N2..... | 96 |
| 6.1.5 Operação na Rede de Distribuição – N2/N3 | 99 |
| 6.2 Resultados da 2ª Iteração..... | 101 |
| 6.2.1 Planejamento da Geração e Interconexão - N1 | 102 |
| 6.2.2 Planejamento da Transmissão - N1 | 103 |

| | | |
|---------|--|-----|
| 6.2.3 | Acoplamento N1- N2/N3 | 104 |
| 6.2.3.1 | Custo Marginal nas Barras de Fronteira..... | 104 |
| 6.2.3.2 | TUST nas Barras de Fronteira..... | 106 |
| 6.2.4 | Planejamento da Distribuição - N2/N3 | 107 |
| 6.2.5 | Operação na Rede de Distribuição – N2/N3 | 110 |
| 6.3 | Resultados da 3ª Iteração..... | 111 |
| 6.3.1 | Planejamento da Geração e Interconexão - N1 | 112 |
| 6.3.2 | Acoplamento N1- N2/N3 | 113 |
| 6.3.2.1 | Custo Marginal nas Barras de Fronteira..... | 113 |
| 6.3.3 | Planejamento da Distribuição - N2/N3 | 114 |
| 6.4 | Resultados da 4ª Iteração..... | 117 |
| 6.4.1 | Planejamento da Geração e Interconexão - N1 | 118 |
| 6.4.2 | Acoplamento N1- N2/N3 | 119 |
| 6.4.2.1 | Custo Marginal nas Barras de Fronteira..... | 119 |
| 6.4.3 | Planejamento da Distribuição - N2/N3 | 121 |
| 6.5 | Considerações Finais e Convergência..... | 124 |
| 7 | Limitações da Metodologia e Possíveis Aprimoramentos..... | 126 |
| 8 | Conclusões | 129 |
| 9 | Referências | 131 |
| 10 | Anexo..... | 135 |
| 10.1 | Anexo 1 – Manual para a preparação da rede do N2..... | 135 |
| 10.1.1 | Rede elétrica..... | 135 |
| 10.1.2 | Consumo (Acoplamento BDGD e PWF)..... | 140 |
| 10.1.3 | Geração..... | 150 |
| 10.2 | Anexo 2 – Veículos Elétricos e tecnologia <i>Vehicle to Grid</i> (V2G) | 151 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1 – Visão Geral da Metodologia, Bases e Cadeia de Modelos..... | 13 |
| Figura 2 - Evolução histórica de mini- e microgeração distribuída no Brasil..... | 15 |
| Figura 3 - Produtos a serem desenvolvidos no âmbito do projeto. | 16 |
| Figura 4 – Níveis hierárquicos para o planejamento da expansão endógeno. | 19 |
| Figura 5 – Elementos da proposta metodológica - Planejamento da expansão endógena..... | 20 |
| Figura 6 – Elementos principais representados no N1. | 21 |
| Figura 7 – Metodologia de acoplamento entre sistema N1 e N2. | 23 |
| Figura 8 – Objetivo do Planejamento no N2/N3. | 24 |
| Figura 9 – <i>Trade off</i> de expansão do modelo N2/N3. | 25 |
| Figura 10 – Sistema Hipotético – Exemplo Feedback N2/N3 – N1. | 27 |
| Figura 11 – Perfil Horário de Geração para REDs – Exemplo Feedback N2/N3 – N1. | 27 |
| Figura 12 – Perfil Horário dos REDs visto pelo N2 – Exemplo Feedback N2/N3 – N1. | 28 |
| Figura 13 – REDs na fronteira do N1 e N2-N3 – Exemplo Feedback N2/N3 – N1. | 28 |
| Figura 14 – Esquema do processo proposto até a convergência do plano de expansão. | 29 |
| Figura 15 – Gráfico esquemático da quantidade adicional de RED em cada iteração..... | 30 |
| Figura 16 – Representação da Rede no N1. | 33 |
| Figura 17 – Rede de AT de Distribuidora localizada no Sudeste. | 34 |
| Figura 18 – Rede de AT de Distribuidora localizada no Nordeste..... | 34 |
| Figura 19 – Proposta de representação de Alimentadores Equivalentes – Rede de MT/BT da Distribuidora..... | 36 |
| Figura 20 – Alocação de Consumidores em um alimentador equivalentes – Caso Hipotético..... | 37 |
| Figura 21 – Perdas no Alimentador Equivalente. | 37 |
| Figura 22 – Representação do Alimentador Equivalente – Exemplo Hipotético..... | 38 |
| Figura 23 – Demanda horária em Janeiro e Maio – 2030 e 2035 – Energisa Paraíba. | 40 |
| Figura 24 – Procedimento para obtenção da curva de carga por distribuidora. | 41 |
| Figura 25 – Demanda média anual por submercado e demanda de ponta do SIN | 41 |
| Figura 26 – Rede de Transmissão Simplificada (Rede de Transporte) – N1..... | 43 |
| Figura 27 – Perfil Horário de Eólicas – TSL. | 44 |
| Figura 28 – Redução de CAPEX – 2019 a 2035 – Solar, Eólica e Baterias. | 47 |
| Figura 29 – Exemplo de modelagem de usinas com injeção de potência em diferentes barras elétricas do sistema. | 49 |

| | |
|--|----|
| Figura 30 – Exemplo de representação das barras de fronteira N1-N2/N3..... | 51 |
| Figura 31 – Projeção da Anual da TUST consumo nas barras de fronteira do N1- N2/N3. | 53 |
| Figura 32 – MUST nas barras de fronteiras das distribuidoras em 2030, em GW..... | 54 |
| Figura 33 – MUST nas barras de fronteiras das distribuidoras em 2035, em GW..... | 54 |
| Figura 34 – Rede Hipotética de uma Distribuidora..... | 55 |
| Figura 35 – Indicação dos níveis N2 e N3 para a rede hipotética da distribuidora..... | 55 |
| Figura 36 – Ilustração de abordagem detalhada e simplificada no N2. | 56 |
| Figura 37 – Premissa de alocação no caso de consumidores eletricamente ilhados. | 57 |
| Figura 38 – Exemplo– Associação REDs na AT dos Alimentadores Equivalentes..... | 60 |
| Figura 39 – Exemplo– Associação REDs MT/BT dos Alimentadores Equivalentes. | 61 |
| Figura 40 – Capacidade Instalada por distribuidora em 2030 (antes da expansão). | 62 |
| Figura 41 – Exemplo Hipotético – Curva de Carga Horária dos VEs por Distribuidora. | 70 |
| Figura 42 – Resumos dos passos para obtenção da curva horária de VE por distribuidora..... | 71 |
| Figura 43 – Perfil anual de carga de VE – ENEL GO. | 71 |
| Figura 44 – Perfil anual de carga de VE – Equatorial Pará. | 72 |
| Figura 45 – Demanda por distribuidora em 2030 e 2035 (GWmédio). | 73 |
| Figura 46 – Cadeia Principal de Modelos utilizada no Estudo de Caso. | 76 |
| Figura 47 – Expansão da Geração e Interconexão em capacidade Instalada– 2030 a 2035 – 1ª Iteração. | 77 |
| Figura 48 – Evolução da Matriz Energética de 2030 a 2035. | 78 |
| Figura 49 – Expansão das Interconexões de 2030 a 2035 – 1ª Iteração. | 78 |
| Figura 50 – Quantidade de LTs e Transformadores por região e nível de tensão [kV] – 1ª iteração. | 79 |
| Figura 51 – CMO horário nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2035, para três séries simuladas..... | 80 |
| Figura 52 – CMO médio das dez séries nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2030. | 81 |
| Figura 53 – CMO médio das dez séries nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2035. | 81 |
| Figura 54 – TUST (R\$/kW.mês) em 2030 – Alternativa 2. | 82 |
| Figura 55 – TUST Média (R\$/kWmês) em 2030 e 2035 por Distribuidora. | 82 |
| Figura 56 – Expansão Endógena dos REDs por distribuidora (em GW) – 1ª iteração..... | 83 |
| Figura 57 – Alimentador da ENEL Goiás. | 86 |
| Figura 58 – Geração existente no alimentador da ENEL Goiás. | 86 |

| | |
|--|-----|
| Figura 59 – Demanda por barra do alimentador da ENEL Goiás..... | 87 |
| Figura 60 – Fluxo no circuito 3->4 nas representações detalhada e simplifica..... | 89 |
| Figura 61 – Alimentador Exemplo – CEB..... | 90 |
| Figura 62 – Demanda nas barras do alimentador da CEB em um dia de Dezembro de 2035. . | 90 |
| Figura 63 – Demanda Líquida nas barras do alimentador da CEB – Pré Expansão..... | 91 |
| Figura 64 – Fluxo nos circuitos do alimentador da CEB – Pré Expansão..... | 91 |
| Figura 65 – Perda nos circuitos do alimentador da CEB – Pré Expansão..... | 91 |
| Figura 66 – Demanda Líquida nas barras do alimentador da CEB – Pós Expansão..... | 92 |
| Figura 67 – Fluxo nos circuitos do alimentador da CEB – Pós Expansão..... | 92 |
| Figura 68 – Perda nos circuitos do alimentador da CEB – Pós Expansão..... | 93 |
| Figura 69 – Alimentador Exemplo – ENGI-TO..... | 93 |
| Figura 70 – Demanda nas barras do alimentador da ENGI-TO em um dia de Dezembro de 2035. | 93 |
| Figura 71 – Demanda Líquida nas barras do alimentador da ENGI-TO – Pré Expansão..... | 94 |
| Figura 72 – Fluxo nos circuitos do alimentador da ENGI-TO – Pré Expansão..... | 94 |
| Figura 73 – Perda nos circuitos do alimentador da ENGI-TO – Pré Expansão..... | 94 |
| Figura 74 – Demanda Líquida nas barras do alimentador da ENGI-TO – Pós Expansão. | 95 |
| Figura 75 – Fluxo nos circuitos do alimentador da ENGI-TO – Pós Expansão..... | 95 |
| Figura 76 – Perda nos circuitos do alimentador da ENGI-TO – Pós Expansão. | 95 |
| Figura 77 – Expansão anual incremental em MW – Rede Simplificada no N2 e Detalhada no N3 – EDP-SP..... | 96 |
| Figura 78 – Expansão anual incremental em MW – Rede Detalhada no N2 e Detalhada no N3 – EDP-SP..... | 97 |
| Figura 79 – Geração horária média anual, em %, para os casos com N2 simplificado e detalhado..... | 98 |
| Figura 80 – Expansão anual incremental em MW – Rede Simplificada no N2 e Detalhada no N3 – CELESC..... | 99 |
| Figura 81 – Expansão anual incremental em MW – Rede Detalhada no N2 e Detalhada no N3 – CELESC..... | 99 |
| Figura 82 – Geração média por distribuidora, em %, 2030 – 1ª iteração..... | 100 |
| Figura 83 – Geração média por distribuidora, em %, 2035 – 1ª iteração..... | 100 |
| Figura 84 – Balanço horário na 2ª semana de Abril de 2030 - CEB..... | 101 |
| Figura 85 – Balanço horário na 2ª semana de Abril de 2035 - CEB..... | 101 |

| | |
|---|-----|
| Figura 86 – Expansão da Geração e Interconexão em Capacidade Instalada - 2030 a 2035 – 1ª e 2ª Iteração..... | 102 |
| Figura 87 – Expansão das Interconexões de 2030 a 2035 – 2ª Iteração. | 103 |
| Figura 88 – Expansão Percentual da Resposta da Demanda no N1 por região do país – 2ª iteração. | 103 |
| Figura 89 – Quantidade de LTs e Transformadores por região e nível de tensão [kV] – 2ª iteração. | 104 |
| Figura 90 – CMO médio nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2030, na 1ª e 2ª iteração. | 105 |
| Figura 91 – CMO médio nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2035, na 1ª e 2ª iteração. | 105 |
| Figura 92 – CMO médio nas barras de fronteira do SE – Março de 2035..... | 106 |
| Figura 93 – TUST Média (R\$/kWmês) em 2030 por Distribuidora – 1ª e 2ª iteração. | 106 |
| Figura 94 – TUST Média (R\$/kWmês) em 2035 por Distribuidora – 1ª e 2ª iteração. | 107 |
| Figura 95 – Expansão Endógena dos REDs por distribuidora (em MW) – 2ª iteração..... | 108 |
| Figura 96 – Expansão Endógena dos REDs por fonte – 1ª e 2ª iteração..... | 110 |
| Figura 97 – Geração média por distribuidora, em %, 2030 – 2ª iteração..... | 111 |
| Figura 98 – Geração média por distribuidora, em %, 2035 – 2ª iteração..... | 111 |
| Figura 99 – Expansão da Geração e Interconexão em Capacidade Instalada - 2030 a 2035 – 1ª, 2ª e 3ª Iteração..... | 112 |
| Figura 100 – Expansão das Interconexões de 2030 a 2035 – 3ª Iteração. | 113 |
| Figura 101 – Expansão Percentual da Resposta da Demanda no N1 por região do país – 3ª iteração. | 113 |
| Figura 102 – CMO médio nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2030, na 1ª, 2ª e 3ª iteração. | 114 |
| Figura 103 – CMO médio nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2035, na 1ª, 2ª e 3ª iteração. | 114 |
| Figura 104 – Expansão Endógena dos REDs por distribuidora (em GW) – 3ª iteração..... | 115 |
| Figura 105 – Expansão Endógena dos REDs por fonte – 1ª, 2ª e 3ª iteração. | 117 |
| Figura 106 – Expansão da Geração e Interconexão em Capacidade Instalada - 2030 a 2035 – 1ª, 2ª 3ª e 4ª Iteração. | 118 |
| Figura 107 – Expansão das Interconexões de 2030 a 2035 – 4ª Iteração. | 119 |
| Figura 108 – Expansão Percentual da Resposta da Demanda no N1 por região do país – 4ª iteração. | 119 |

| | |
|--|-----|
| Figura 109 – CMO médio nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2030, na 1ª, 2ª, 3ª e 4ª iteração. | 120 |
| Figura 110 – CMO médio nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2035, na 1ª, 2ª, 3ª e 4ª iteração. | 121 |
| Figura 111 – Expansão Endógena dos REDs por distribuidora (em MW) – 4ª iteração. | 122 |
| Figura 112 – Expansão Endógena dos REDs por fonte – 1ª, 2ª, 3ª e 4ª iteração. | 124 |
| Figura 113 – Total de REDs (GW) por iteração no horizonte de análise (2030-2035). | 125 |
| Figura 114 – Tela de Log do Organon. | 137 |
| Figura 115 – Tela das opções de equivalente de rede do Organon. | 138 |
| Figura 116 – Tela das opções de equivalente de rede do Organon com a configuração utilizada para a CELESC. | 138 |
| Figura 117 – Tela de Log do Organon com a execução do equivalente de rede. | 139 |
| Figura 118 – Tela para salvar o arquivo gerado pelo equivalente de redes. | 139 |
| Figura 119 – Tela do Qgis para abrir a base da BDGD. | 140 |
| Figura 120 – Tela do Qgis para selecionar as camadas a serem visualizadas no QGis. | 141 |
| Figura 121 – Tela do Qgis para abrir a tabela de atributos da camada Subestação. | 141 |
| Figura 122 – Tela do Qgis com a tabela de atributos da camada Subestação. | 142 |
| Figura 123 – Tela do Netplan para criar uma nova base. | 143 |
| Figura 124 – Tela do Netplan para importar os dados do PWF. | 144 |
| Figura 125 – Tela do Netplan com as configurações para importar os dados do PWF – Menu <i>Configuration</i> | 145 |
| Figura 126 – Tela do Netplan com as configurações para importar os dados do PWF – Menu <i>Duration</i> | 146 |
| Figura 127 – Tela do Netplan com as configurações para importar os dados do PWF – Menu <i>Files</i> | 146 |
| Figura 128 – Tela do Netplan para escolher o Background. | 147 |
| Figura 129 – Tela do Netplan para filtro da área de interesse. | 148 |
| Figura 130 – Tela do Netplan para desenhar uma barra. | 148 |
| Figura 131 – Tela do Netplan com algumas barras de interesse desenhadas. | 149 |
| Figura 132 – Tela do Netplan com a lista de todas as barras da rede. | 150 |
| Figura 133 – Exemplo de associação de barras da planilha Aneel com barras do pwf. | 151 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1: Resumo de Dados da BDGD de distribuidoras..... | 35 |
| Tabela 2: Distribuidoras simuladas no estudo de caso no N2/N3. | 42 |
| Tabela 3: Premissas de candidatos de geração (Referência de custos - 2019). Fonte: [9]..... | 45 |
| Tabela 4: Premissas de candidatos - Geração hidroeétrica (Referência de custos - 2019). Fonte: [9]..... | 46 |
| Tabela 5: Premissas de evolução de custos de solares, eólicas e baterias no N1. Fonte: [10] | 46 |
| Tabela 6: Premissas operativas das baterias no N1. Fonte: [10]..... | 47 |
| Tabela 7: Premissas de candidatos de interconexão (Referência de custos - 2019). Fonte: [9]. | 47 |
| Tabela 8: Quantidade de Barras de Fronteira nas distribuidoras simuladas no Estudo de Caso. | 51 |
| Tabela 9: Representação da Rede das Distribuidoras no N3 no Estudo de Caso..... | 57 |
| Tabela 10: Quantidade de barras, circuitos e alimentadores nas distribuidoras com alimentadores equivalentes. | 58 |
| Tabela 11: Exemplo REDs Existente – Levantamento de Dados e Alocação AT..... | 60 |
| Tabela 12: Exemplo– Distribuição de Demanda nas Barras do Alimentador Equivalente. | 61 |
| Tabela 13: REDs Candidatos a Expansão por Distribuidora..... | 62 |
| Tabela 14: Premissas dos REDs Candidatos a Expansão – Valores para 2030-2035..... | 64 |
| Tabela 15: Premissas adotadas para os pesos na desagregação da frota de VE..... | 66 |
| Tabela 16: Características dos municípios no exemplo hipotético de Veículos Elétricos. | 67 |
| Tabela 17: Notas com base nos critérios de IDHM, IPVA e Postos de Recarga..... | 68 |
| Tabela 18: Associação dos municípios a clusters. | 68 |
| Tabela 19: Exemplo Hipotético VE – Associação dos municípios a clusters. | 68 |
| Tabela 20: VE considerados representativos de toda a frota no estudo de caso..... | 69 |
| Tabela 21: Exemplo Hipotético - Frota de VE por município, nas áreas de concessão de quatro distribuidoras. | 70 |
| Tabela 22: Exemplo Hipotético - Consumo de Energia em kWh/h para a carga de VE em cada distribuidora..... | 70 |
| Tabela 23: Resumo dos REDs e representação da rede nos níveis – Estudo de Caso. | 74 |
| Tabela 24: Custos da Expansão Robusta da Transmissão – 1ª iteração..... | 79 |
| Tabela 25: Expansão por Fonte e Distribuidora de acordo com representação da rede no N3. | 84 |
| Tabela 26: Fluxo nos circuitos – Representação Detalhada no N3 – Perdas explícitas..... | 87 |

| | |
|---|-----|
| Tabela 27: Fluxo nos circuitos – Representação Simplificada no N3 – Sem contemplar perdas explícitas..... | 88 |
| Tabela 28: Tempo de simulação no N2/N3 por distribuidora..... | 89 |
| Tabela 29: Custos da Expansão Robusta da Transmissão – 2ª iteração..... | 104 |
| Tabela 30: Expansão por Fonte e Distribuidora de acordo com representação da rede no N3. | 108 |
| Tabela 31: Expansão por Fonte e Distribuidora de acordo com representação da rede no N3. | 116 |
| Tabela 32: Expansão por Fonte e Distribuidora de acordo com representação da rede no N3. | 122 |
| Tabela 33: Avaliação de algumas metodologias reunidas a partir da revisão da literatura..... | 127 |
| Tabela 34: Associação Distribuidora – Área, para a base de dados do PDE 2029..... | 135 |

1 SUMARIO EXECUTIVO

1.1 Motivação

Os sistemas elétricos vêm passando por alterações ao redor do mundo com o crescimento de fontes renováveis e intermitentes, como por exemplo, fontes eólicas e solares. Além dessas fontes de energia a nível centralizado, a presença de consumidores mais ativos (os *prosumidores*) e recursos energéticos distribuídos (REDs) alteram os paradigmas do setor elétrico.

A presença de REDs com fontes de geração mais próximas aos consumidores, somada a uma maior participação dos consumidores respondendo a sinais de preço e alterando perfil de consumo podem impactar no perfil de demanda e nos atributos necessários para suprir a demanda e atender aos requisitos de confiabilidade do sistema. A participação de REDs nos sistemas elétricos pode resultar em novos custos para o sistema e proporcionar benefícios na medida em que podem prover serviços ao sistema, como por exemplo, serviços de geração, capacidade, flexibilidade operativa, confiabilidade, dentre outros. Nesse contexto, é importante que os modelos de planejamento dos sistemas elétricos sejam adaptados para modelar os REDs e, então, avaliar seus efeitos no sistema.

Com o objetivo de conduzir um planejamento da expansão que resulte em um mix ótimo de recursos, a menores custos, é ideal que os REDs sejam incorporados e integrados nos modelos, de forma que os serviços providos pelos diferentes recursos distribuídos possam ser também avaliados em modelos de expansão centralizados.

Nesse sentido, a GIZ, com base em demandas da ANEEL e EPE, coordena o estudo sobre a temática de integração de Recursos Energéticos Distribuídos (RED) ao Sistema Elétrico Brasileiro.

Este estudo é dividido em 3 produtos principais: Modelos Regulatórios, Modelos computacionais e Estudos de Caso que são ainda divididos em subprodutos. O Produto 3 – Estudo de Caso se divide em 3 produtos:

- Produto 3.1: Proposta e elaboração de modelo integrado para a otimização da expansão da capacidade de geração/transmissão/distribuição com REDs. Nesta etapa é importante a definição de premissas que nortearão cada um dos processos de otimização e premissas de cada uma das tecnologias abordadas;
- Produto 3.2: Definição do estudo de caso e levantamento de dados;
- Produto 3.3: Simulações e resultados da expansão, com a devida análise dos impactos da inserção dos RED.

Este relatório, descreve as atividades do **produto 3.3** que foram desenvolvidas pelo consórcio formado pela PSR, SiglaSul, Professor Djalma Falcão.

1.2 Objetivos

Os principais objetivos deste produto incluem:

- Revisão da metodologia proposta de representação integrada dos REDs no planejamento da expansão do sistema elétrico. Caracteriza-se por um método em níveis, integrado, hierárquico e iterativo.
- Detalhamento das bases de dados e premissas consideradas na simulação do estudo de caso.
- Apresentação dos resultados das simulações do estudo de caso utilizando a metodologia proposta, com a análise dos impactos da inserção dos RED no planejamento da expansão.
- Confirmação da aplicabilidade do método proposto até mesmo em sistemas de grandes dimensões já que o estudo de caso considera o sistema elétrico brasileiro.

1.3 Visão Geral

Este produto apresenta a proposta metodológica com representação integrada dos REDs nos modelos de planejamento da expansão. Assim, apresenta-se a modelagem em níveis hierárquicos e integrados (N1, N2 e N3) que representam, respectivamente, o sistema de Geração e Transmissão em alta tensão do sistema elétrico brasileiro (Rede Básica - RB); sistema de Alta Tensão da Distribuidora (ATD) e sistema de Distribuição Primária e Secundária (DPS) da Distribuição que abrange as redes nos níveis de média e baixa tensão da distribuidora. Com o objetivo de reproduzir os alimentadores reais das distribuidoras, porém de forma reduzida, propõe-se uma metodologia para representar a rede de MT e BT por alimentadores denominados alimentadores equivalentes que permitem contemplar a rede de distribuição e perdas técnicas na metodologia e estudo de caso.

Além disso, neste produto apresentam-se as características dos sistemas em cada um dos níveis; bases de dados utilizadas como “ponto de partida” para a construção das bases no estudo, além das premissas consideradas que incluem, por exemplo, parâmetros e custos dos REDs candidatos a expansão. Uma visão geral dos sistemas em cada nível e bases de dados considerados é indicada na Figura 1.



Esta imagem é um resumo e não inclui de forma exaustiva todas as etapas da metodologia e bases ou modelos utilizados.

Figura 1 – Visão Geral da Metodologia, Bases e Cadeia de Modelos.

O destaque deste produto corresponde aos resultados da simulação do estudo de caso considerando a metodologia proposta de planejamento da expansão com representação endógena dos REDs. Dessa forma, conforme Figura 1, no estudo de caso simula-se a expansão hierárquica geração-transmissão (nível N1) do Brasil para o horizonte de estudo 2030-2035, para diferentes cenários hidrológicos e de geração renovável. Em seguida, considerando-se os resultados de Custo Marginal da Operação da simulação probabilística do sistema com resolução horária e, o valor da Tarifa de Uso de Transmissão (TUST) obtém-se os valores de “preço sombra” de serviços econômicos que o N1 pode prestar às distribuidoras (acoplamento N1 e N2/N3). Posteriormente, no N3, simula-se a expansão dos sistemas de distribuição, para 34 distribuidoras do Brasil¹ considerando entre os REDs candidatos, Geração Distribuída Fotovoltaica Local e Remota, Central Geradora Hidroelétrica, Biogás, Eólica e Baterias. O processo N1-N2/N3 é repetido por algumas iterações com o objetivo de ilustrar e elucidar a metodologia proposta, apresentar os resultados e indicar a tendência de equilíbrio de expansão de REDs. Ressalta-se que os REDs podem prover atributos similares a fontes centralizadas, ao mesmo tempo que podem requerer outros serviços do sistema, impactando assim o planejamento. Assim, ao longo das iterações é possível observar através das simulações, o impacto da expansão de geração distribuída no planejamento da geração e transmissão e efeitos na necessidade de novos recursos e infraestrutura no longo prazo.

1.4 Principais Conclusões

- A representação da rede na MT e BT da distribuidora e perdas se mostrou importante uma vez que o mix de fontes na expansão das distribuidoras altera com a representação de perdas.

¹ Para 23 distribuidoras utiliza-se a representação com alimentadores equivalentes na MT/BT da distribuidora e perdas explícitas

- As distribuidoras possuem características específicas e distintas de maneira que o mix de RED na expansão entre elas é distinto. Por isso, a necessidade de representá-las individualmente para realizar o seu planejamento.
- O mix de expansão obtido no nível N1 para cada resultado de expansão dos REDs (no N2/N3) é distinto o que corrobora com a relevância de estudar o impacto dos recursos distribuídos no sistema centralizado.
- Os preços médios dos custos marginais de operação (CMO) do sistema centralizado, que representam o custo de compra dos serviços da Rede Básica, tendem a reduzir com a presença dos recursos distribuídos expandidos nos modelos N2/N3. A variação desses preços resulta em uma mudança na atratividade para os REDs no modelo de expansão do planejamento. Assim, na metodologia proposta, a expansão dos REDs, em capacidade instalada, a cada iteração, apresenta um comportamento oscilatório e com a tendência de chegar em um valor de equilíbrio.
- Neste processo de “equilíbrio” quando se obtém uma solução em que a expansão de REDs entre duas iterações consecutivas é igual, atingiu-se o ótimo global (expansão de mínimo custo global).
- Com a metodologia proposta é possível observar de forma endógena o impacto da presença de REDs no planejamento da expansão do sistema.

2 INTRODUÇÃO

O crescimento dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED) encabeça o remodelamento do setor elétrico mundial devido às revoluções tecnológica, econômica e socioambiental presentes e demandadas nos últimos anos. Os REDs que fazem parte dessa transformação do setor elétrico em geral são agrupados nas categorias de Geração Distribuída (GD), Armazenamento Distribuído (AD), Resposta pelo lado da demanda (RD), Microrredes (MR), Usinas Virtuais (UV) e Veículos Elétricos e estruturas de recarga (VE) e cada grupo se encontra em um processo de amadurecimento tecnológico e de difusão distinto.

À medida que os REDs são absorvidos pela sociedade, estes possuem a aptidão de alterar estruturalmente o modelo físico e regulatório do setor elétrico mundial. Semelhante ao observado no mundo, o setor elétrico brasileiro vem sentindo as alterações na sua estrutura nos últimos anos e testemunha a ruptura da sua constituição tradicional que era de um sistema centralizado de geração, com cargas de demanda passivas e fluxos unidirecionais fluindo da rede de transmissão para a rede de distribuição. Dentro do espectro de REDs, a GD fotovoltaica é o RED com maior representatividade no setor elétrico brasileiro, como pode ser observado na Figura 2.

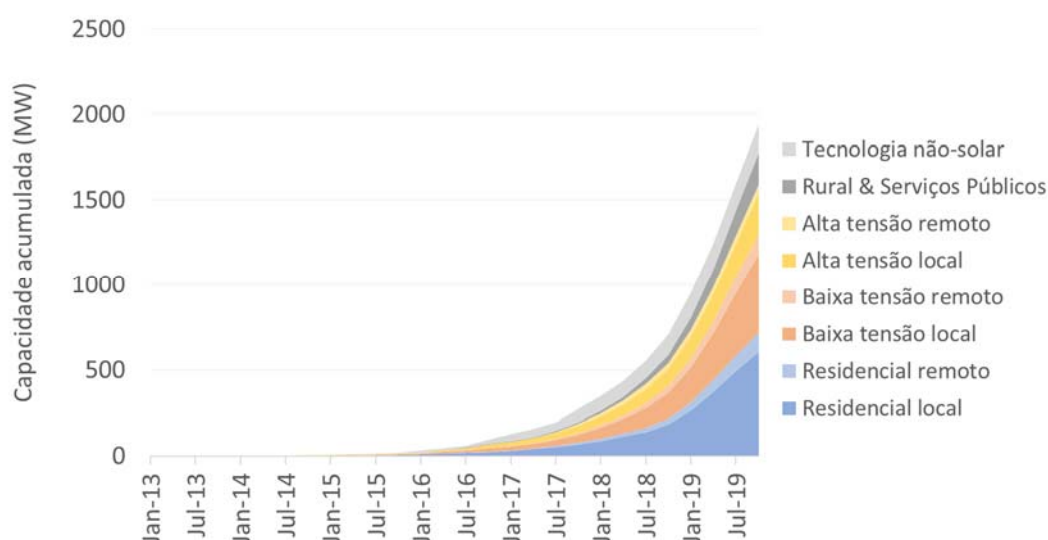


Figura 2 - Evolução histórica de mini- e microgeração distribuída no Brasil.
Fonte: Elaboração PSR com dados de [1]

Unicamente pelo crescimento exponencial da GD fotovoltaica, os estudos relacionados à penetração do RED no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) já seria justificável. Considerando ainda que a penetração de outros tipos de RED se dará em um futuro próximo de acordo com o amadurecimento tecnológico, regulatório e econômico de cada recurso, a Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH solicitou o estudo sobre impactos da integração, em grande escala, dos REDs no sistema elétrico do Brasil – Sistema de Distribuição.

Nesse contexto, este trabalho tem como macro objetivos: A avaliação de modelos regulatórios para REDs nos distintos contextos de penetração e serviços e avaliação da incorporação dos REDs nos modelos de planejamento da expansão dos sistemas elétricos.

Os objetivos são alcançados através da execução de três produtos principais mostrados abaixo.

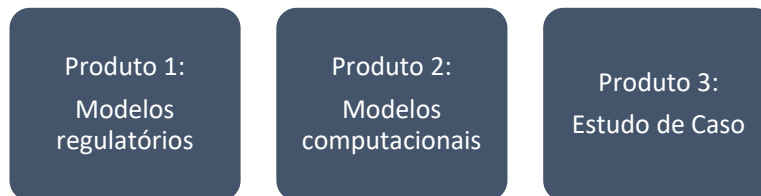


Figura 3 - Produtos a serem desenvolvidos no âmbito do projeto.

O produto 1, Modelos Regulatórios, tem como objetivo identificar os modelos regulatórios aplicáveis ao Brasil dada as melhores práticas, em âmbito mundial considerando a alocação de risco, atratividade e eficiência econômica entre os agentes, verificação de modelos de negócio aplicados a mercados com diferentes estruturas tarifárias que abordem tanto as tarifas tradicionais, que dispensam sinais tarifários, e com sinais de preço horários e sistemas de medição avançados.

Este produto foi subdividido em 3 partes listadas abaixo:

- Subproduto 1.1 - Revisão Bibliográfica sobre Recursos Energéticos Distribuídos: Revisão bibliográfica sobre estado da arte em REDs, cobrindo, entre outros, os seguintes aspectos: conceitos, tecnologias em uso, potenciais impactos positivos e negativos no sistema elétrico, ambientes e modelos de negócio para RED, incluindo mercados de energia, de capacidade e de serviços ancilares, entre outros.
- Subproduto 1.2 - Experiência internacional em modelos regulatórios adotados em diferentes jurisdições. Em cada jurisdição, deverão ser escrutinados: casos de sucesso ou insucesso, lições aprendidas, resultados de projetos pilotos etc. Na função de operador de serviços de distribuição (DSO), deverão ser analisados: regimes regulatórios (*price cap*, *revenue cap*, *cost of service* etc.), modelos de negócios envolvendo DSO e RED, diretamente ou por meio de agregadores (incluindo tipos de serviços e formas de remuneração), influência de RED na formação de custos de rede, periodicidade (anual ou plurianual) de reconhecimento de custos na base de remuneração do DSO, entre outros aspectos;
- Subproduto 1.3 - Proposição de modelos regulatórios aplicáveis ao SEB, considerando as melhores práticas internacionais e as políticas públicas e regulatórias vigentes no Brasil. Para cada proposta, deverão ser explicitados: impactos potenciais no setor elétrico com a aplicação dos modelos, identificação dos stakeholders, barreiras existentes e alternativas legais e regulatórias.

O objetivo do Produto 2 – Modelos Computacionais é realizar uma análise comparativa de métodos e modelos de aplicáveis à modelagem e simulação de Recursos Energéticos Distribuídos (RED), incluindo geração distribuída, armazenamento atrás do medidor,

resposta da demanda e veículos elétricos. Serão abordados para cada método e modelo recomendado, os requisitos de dados, vantagens e limitações para a aplicação no Brasil.

Este produto foi subdividido em 3 partes listadas abaixo:

- Subproduto 2.1 - Levantamento do estado da arte de metodologias para projeção da difusão dos RED de forma exógena aos modelos de expansão da geração centralizada/transmissão/distribuição;
- Subproduto 2.2 - Levantamento do estado da arte de metodologias para quantificação de custos e benefícios (incluindo externalidades) dos RED no sistema elétrico, incluindo a eventual expansão dos sistemas de transmissão e distribuição;
- Subproduto 2.3 - Levantamento do estado da arte de metodologias para projeção e otimização da difusão dos RED de forma endógena aos modelos de expansão da capacidade de geração centralizada/transmissão/distribuição;

O objetivo do Produto 3 – Estudo de Caso tem foco em montar uma metodologia que permita inserir os métodos estudados nos produtos anteriores no planejamento do sistema.

Este produto foi subdividido em 3 partes listadas abaixo:

- Subproduto 3.1 - Proposta e elaboração de modelo integrado para a otimização da expansão. Nesta etapa é importante a definição de premissas que nortearão cada um dos processos de otimização. Estas premissas devem ser elaboradas para cada uma das tecnologias abordadas (geração distribuída, armazenamento atrás do medidor, resposta da demanda e veículos elétricos). O objetivo desta etapa é que haja discussão exaustiva de todas as variáveis do projeto, visando evitar retrabalhos futuros. Dentre as premissas a serem discutidas estão, não se limitando as mesmas: modelo, técnica de otimização, discretização espacial e temporal, modo de representação das tecnologias, horizonte de estudo e valoração das tecnologias.
- Subproduto 3.2 - Definição do estudo de caso e levantamento de dados. O estudo de caso deve ser discutido e elaborado previamente com toda a equipe participante (GIZ, EPE e consultoria contratada) visando o melhor aproveitamento do projeto.
- Subproduto 3.3 - Simulações e resultados da expansão.

2.1 Objetivo do relatório

Este relatório faz parte da produção de conteúdo do Produto 3 – Estudo de Caso e foca no desenvolvimento dos Subprodutos 3.3 – Simulações e resultados da expansão.

Assim, os objetivos do relatório incluem a apresentação dos resultados da simulação aplicando-se a metodologia integrada proposta para o planejamento da expansão, contemplando a representação para os REDs em estudo (geração distribuída, mais especificamente solar fotovoltaica, armazenamento distribuído - baterias, resposta da demanda e veículos elétricos) e considerando as premissas e bases de dados apresentadas no subproduto 3.2.

Destaca-se ainda que esta atividade tem o objetivo de exemplificar a metodologia e, portanto, tem-se como produto final a avaliação da dinâmica metodológica proposta.

2.2 Organização do relatório

Este relatório é composto de 10 capítulos em que o capítulo 1 é o resumo executivo do subproduto 3.3, o capítulo 2 apresenta a visão geral do projeto e o objetivo do subproduto desenvolvido. O capítulo 3 apresenta uma revisão da proposição metodológica de planejamento da expansão com representação endógena dos REDs. O capítulo 4 apresenta a representação do sistema (geradores e rede elétrica) de acordo com a metodologia proposta e o capítulo 5 resume o estudo de caso, base de dados e premissas consideradas nas simulações. O capítulo 6 apresenta os resultados das simulações aplicando-se a metodologia proposta no estudo de caso. O capítulo 7 indica possíveis aprimoramentos como trabalhos futuros. No capítulo 8 apresentam-se as principais conclusões, o capítulo 9 contém a lista da referência bibliografia consultada para esse relatório e o capítulo 10 contém os anexos.

3 MODELO INTEGRADO PARA PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO ENDÓGENA

Este capítulo tem como objetivo apresentar a proposição metodológica do modelo de planejamento considerando o planejamento dos REDs de forma endógena². Propõe-se um modelo de planejamento da expansão hierárquico e integrado em Níveis (N), denominados por N1, N2 e N3, que se diferem de acordo com a representação dos elementos de geração e transmissão contidos nos níveis de tensão da Rede Básica (RB), Rede de Alta Tensão da Distribuidora (ATD) e Rede de Média e Baixa Tensão (MT/BT), respectivamente

Embora uma versão inicial desta modelagem tenha sido abordada no subproduto 2.2, neste relatório consolida-se o modelo proposto, incluindo maior detalhamento a respeito da infraestrutura da rede (especialmente na média e baixa tensão da distribuidora) e do “*feedback*” no processo iterativo vislumbrado.

3.1 Visão Geral do Modelo

A proposta metodológica caracteriza-se por um modelo de planejamento endógeno, hierárquico, em três níveis. A definição dos três níveis e seus limites são baseadas nos níveis de tensão da rede elétrica.

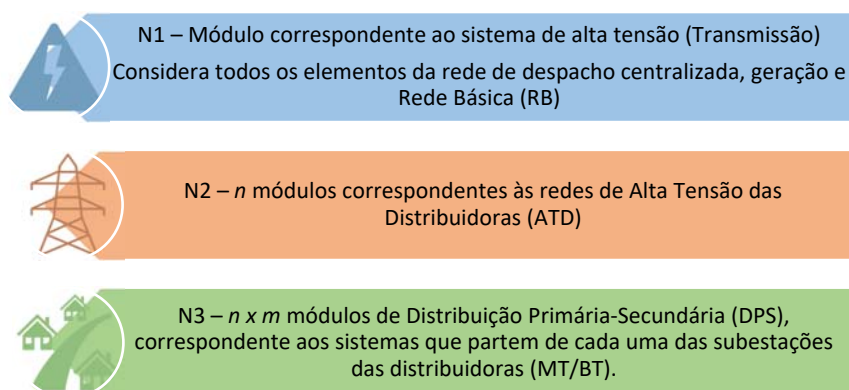


Figura 4 – Níveis hierárquicos para o planejamento da expansão endógeno.

A modelagem de todos os níveis, isto é, de todo o sistema elétrico, em um único problema de otimização tornaria a resolução inviável dada a necessidade de representação (e gerenciamento) de uma grande quantidade de elementos e grande esforço computacional, além de imputar um nível de complexidade desmedido e desnecessário ao processo.³

Dessa forma, os níveis foram definidos para que o processo pudesse ser “hierarquizado” e, com isso, o gerenciamento de dados se tornasse mais amigável ao usuário. Assim, o modelo aborda de forma hierárquica as dimensões relacionadas ao sistema de despacho centralizado,

² Exceto para veículos elétricos e resposta da demanda que serão representados na expansão através de abordagem exógena.

³ Porém, por ser possível modelar o problema de forma integrada utilizando problemas de otimização convexos, há a garantia de que o problema possui pelo menos uma solução ótima, que corresponde ao mínimo custo global. Assim, pode-se dizer que qualquer ótimo local é também um ótimo global.

considerando o parque gerador e a rede de transmissão definida como Rede Básica e os sistemas de distribuição divididos em sistemas de Alta Tensão da Distribuidora (ATD) e o sistema de Média (MT) e Baixa Tensão (BT) da distribuidora, chamado de Distribuição Primária - Secundária (DPS), conforme ilustrado na Figura 4.

A Figura 5 mostra alguns dos elementos principais da proposta metodológica considerando a classificação nos níveis em que se encontram.

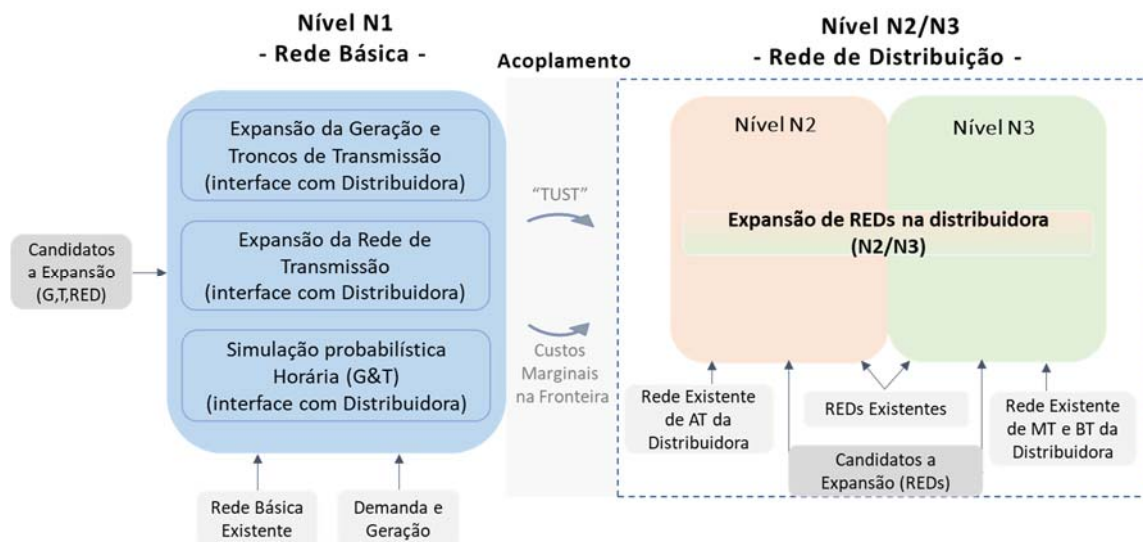


Figura 5 – Elementos da proposta metodológica - Planejamento da expansão endógena.

É importante destacar que o processo de planejamento é hierárquico, integrado e iterativo. Neste contexto, o processo iterativo pode ser visto como uma decomposição do problema original, no qual utiliza-se uma estratégia para encontrar a solução ótima do problema integrado N1/N2-N3 com critérios de convergência.

Portanto, o esquema iterativo será aplicado até se atingir uma situação de equilíbrio entre os três níveis, o que significa que o problema decomposto converge para a solução ótima do problema integrado (o problema original). As características do modelo hierárquico, integrado e iterativo se dão pela seguinte forma de resolução do problema de expansão:

- **Hierárquico** - A resolução do problema de otimização de expansão dos sistemas será realizada de forma hierárquica, ou seja, inicia-se a resolução do problema de expansão pelo nível N1, que é o sistema centralizado, em seguida resolve-se o problema de expansão do nível N2 e N3 de forma conjunta, indicado por N2/N3, que corresponde à rede da distribuidora (O nível N2 compreende os elementos na alta tensão, enquanto o N3 abarca os elementos da média e baixa tensão, conforme indicado na Figura 2).
- **Integrado** - Mesmo que a resolução dos problemas de otimização seja feita de forma separada para o nível N1 e N2/N3, o modelo é integrado uma vez que informações de custos de investimento e operação são enviadas de um nível para outro. Dessa forma, com esse acoplamento, as decisões dos problemas subsequentes do nível de

hierarquização são influenciadas pelas decisões de investimento do nível hierárquico anterior.

- **Iterativo** - As resoluções dos problemas de otimização da expansão do sistema serão realizadas k vezes até se atingir uma situação de equilíbrio entre os níveis.

3.2 Expansão no N1

O modelo de expansão para N1 representa o sistema centralizado considerando os elementos conectados e formadores da Rede Básica em detalhes, geradores, rede de transmissão detalhada e consumidores livres. A representação dos elementos da rede de distribuição é considerada de forma simplificada por n equivalentes de rede dos sistemas de distribuição que consideram os elementos da alta tensão da distribuidora (ATD-N2) e da distribuição primária-secundária (DPS-N3) mapeados como *injeções de potência* (positivas ou negativas) nas respectivas subestações. Já a demanda dos consumidores inseridos na rede da distribuidora é representada considerando a curva de carga dos grupos de consumidores (por exemplo, residencial, comercial, industrial, A3, etc.).

A Figura 6 mostra de forma simplificada os elementos principais considerados no N1, em que as bolinhas azuis escuras representam os n equivalentes de rede dos sistemas de distribuição.

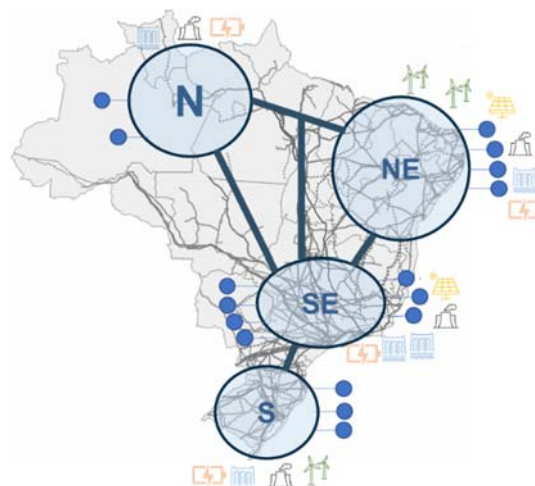


Figura 6 – Elementos principais representados no N1.

Dessa forma, as bolinhas em azul representam de forma equivalente a demanda do sistema e a presença de REDs na rede de distribuição. Destaca-se, que o objetivo das “bolinhas azuis” é agregar características dos sistemas de distribuição para que de forma mais simplificada sejam contempladas e acopladas nas análises desenvolvidas no N1, que representam de forma detalhada o parque gerador (recursos centralizados) e a Rede Básica de Transmissão. Acrescenta-se que no N1 é modelada toda a infraestrutura da rede de transmissão em níveis de tensão igual ou superior a 230 kV e a rede complementar (nível de tensão de 138kV), independentemente de serem linhas aéreas ou subterrâneas.

Destaca-se que o equivalente de rede para representação da rede de distribuição não é um equivalente “tradicional” onde as injeções e demanda do “sistema equivalentado” são fixas. Para capturar a diversidade da geração horária que os REDs impõem às redes de distribuição,

a demanda e os REDs, assim como a geração interna da distribuidora (geração de usinas de médio/grande porte conectadas ao sistema de distribuição) nos níveis de ATD/DPS, são representados *cenários de injeção horários* nas barras de conexão entre a AT e cada sistema de ATD. Essas barras de conexão correspondem a barras de fronteira entre o sistema de transmissão e distribuição. Desta forma, tem-se coerência espacial e temporal entre as demandas e geração renovável da AT e dos demais níveis hierárquicos.

Considerando-se a representação “equivalente” dos cenários nos níveis N2/N3 para a análise em N1, realiza-se o planejamento integrado G&T. Sugere-se que o planejamento G&T dentro do nível N1 continue sendo hierárquico, como é realizado atualmente, porém considerando-se também as injeções calculadas nos níveis N2/N3. Como detalhamento do planejamento G&T, sugere-se utilizar a metodologia desenvolvida no projeto “*Energy systems of the future: Integrating variable renewable energy sources in Brazil's energy matrix*” desenvolvido em 2019/2020 em parceria com GIZ e EPE [2]⁴.

De forma simplificada, a função objetivo do problema de otimização do N1 busca minimizar o valor presente dos custos de investimento em G&T (incluindo recursos de armazenamento) somado ao valor esperado do custo operativo. Destaca-se que no N1 considera-se a Resposta da Demanda por Incentivo como candidato à expansão com abordagem e representação similar à utilizada pela EPE no escopo do PDE 2030⁵.

Assim, diante do exposto é possível observar que a proposição metodológica se aproxima do planejamento integrado G&T atualmente conduzido no sistema elétrico brasileiro. A principal diferença consiste na utilização de uma representação mais detalhada para a rede de distribuição, contemplando além da demanda com granularidade horária, informação dos REDs na rede de distribuição. O maior detalhamento da representação da rede de distribuição nas análises no N1 torna-se cada vez mais importante em um contexto de crescente penetração de REDs. Os recursos distribuídos são capazes de prover serviços ao sistema elétrico, impactando nas necessidades do sistema e uso dos recursos (despacho de geradores e uso das redes elétricas), o que deve ser capturado nas avaliações conduzidas no nível N1.

3.3 Acoplamento entre N1-N2/N3

Conforme mencionado, o modelo proposto é hierárquico e integrado. Portanto, dentro do processo os níveis N são acoplados através de informações econômicas resultantes do planejamento da expansão do nível anterior.

Descreve-se abaixo na Figura 7 a metodologia para o acoplamento entre o sistema N1 e N2/N3.

⁴ A representação dos geradores e rede de transmissão propostas em [2] são abordadas nos capítulos 4 e 5 deste relatório.

⁵ As premissas utilizadas no estudo de caso na representação da Resposta da Demanda na expansão do N1 serão descritas em detalhes no Estudo de Caso⁵ deste relatório.

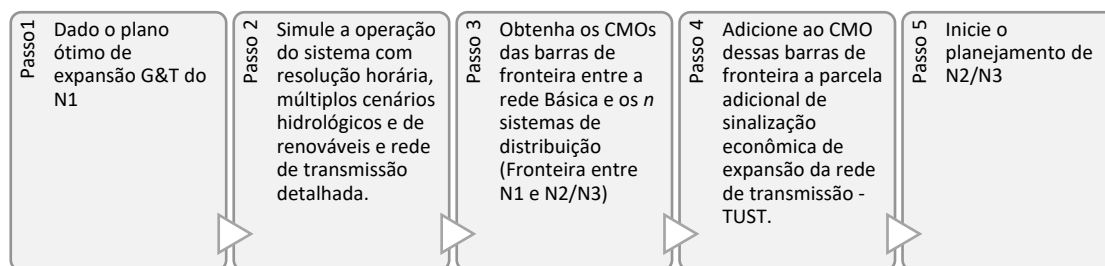


Figura 7 – Metodologia de acoplamento entre sistema N1 e N2.

Uma vez obtido o plano ótimo de expansão G&T, é feita uma simulação probabilística da operação do sistema com resolução horária, tendo como principal resultado os Custos Marginais de Operação (CMOs) nas barras de conexão entre a rede básica e os n sistemas equivalentes da rede de distribuição, representados através das bolinhas azuis na Figura 6⁶.

Estes CMOs variam por estágio, hora e cenário hidrológico e de geração renovável, e podem ser interpretados como os “preços sombra” dos serviços econômicos que N1 pode prestar à distribuidora, representada nos níveis N2/N3. Estes preços sombra serão dados de entrada para o modelo de planejamento N2/N3. Em outras palavras, esses preços vão sinalizar para o N2/N3 o custo de importar os serviços do N1 e, então, para o N2/N3 podem ser vistos como “custo de importação” ou “custo de injeção”.

Entretanto, avalia-se que apenas a informação do CMO nas barras de fronteira não seja suficiente para capturar a sinalização econômica necessária sobre os investimentos e operação de geração e transmissão. Caso o modelo de expansão G&T em N1 fosse inteiramente contínuo e linear, a informação dos CMOs horários por barra, estágio e cenário seria uma representação completa dos custos de investimentos e operação em N1, em que se espera que o custo marginal de expansão (CME) seja igual ao valor esperado do custo marginal de operação (CMO), $CME = E(CMO)$.

No entanto, devido à natureza discreta dos investimentos em transmissão (principalmente)⁷ e em geração (usinas de grande capacidade, em geral hidrelétricas), propõe-se complementar a sinalização econômica com um componente adicional, que seria o “rateio” dos custos de transmissão em cada barra. Uma aproximação dessa componente adicional pode ser dada através da Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Em outras palavras, entende-se que a informação do CMO não é suficiente para sinalizar os reais custos das atividades de geração e transmissão, especialmente porque a remuneração por preços *spots* no Brasil não é tradicionalmente utilizado para a remuneração do sistema de transmissão. Para remuneração

⁶ Por simplificação pode-se optar pelo uso do Custo Marginal de Operação resultante da expansão da geração e intercâmbios nas barras de fronteira ao invés do CMO após expansão G&T por barra do sistema. A expansão da transmissão tende a resolver congestionamentos na rede de forma a não existir, em geral, diferenças significativas nos CMOs entre barras adjacentes. Por isso o uso do CMO (por subsistema) resultante da simulação após expansão da geração e intercâmbios pode ser utilizado como *proxy*.

⁷ A adição de uma nova linha de transmissão adiciona grande capacidade ao sistema e a decisão é tomada de forma binária.

do sistema de transmissão, utilizam-se metodologias de alocação de custos do sistema de transmissão para os usuários da rede. Não cabe neste relatório a discussão relacionada a metodologias de alocação de custos, como a metodologia NODAL, que é a metodologia oficial (na época do estudo) utilizada para a definição das TUST do sistema elétrico brasileiro. Porém, destaca-se que é importante considerar uma metodologia de alocação de custo que possua sinais locais adequados.

3.4 Expansão no N2/N3

Após a realização do planejamento da geração e transmissão no N1 e acoplamento entre os níveis N1 e N2/N3, inicia-se o planejamento da expansão do sistema de distribuição (níveis N2/N3).

O objetivo do planejamento da expansão em N2/N3 consiste em minimizar a soma do valor presente de três parcelas, indicadas na Figura 8.

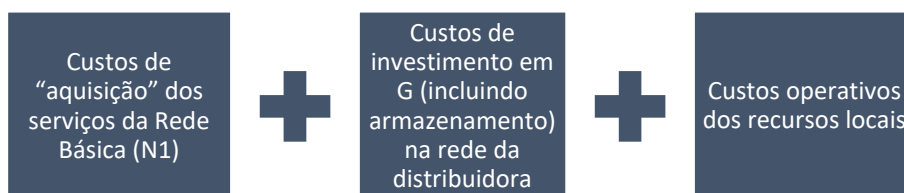


Figura 8 – Objetivo do Planejamento no N2/N3.

Os custos de “aquisição” dos serviços da Rede Básica são representados através das injeções localizadas nas barras de fronteira entre os sistemas N1 e N2/N3. Essas injeções são horárias e variam para cada estágio e cenário, de acordo com o CMO por barra resultante da simulação operativa no N1. Além disso, essas injeções capturam também o custo do uso da rede, que utiliza como *proxy* o valor da TUST⁸.

Dessa forma, conforme ilustrado na Figura 9, a expansão no N2/N3 busca o melhor “*tradeoff*” entre importar energia e potência (MUST) da Rede Básica (nível N1), usar os recursos locais já existentes na rede de distribuição e construir novos recursos (REDs) no sistema de distribuição. Destaca-se que na expansão do sistema de distribuição considera-se a representação detalhada das perdas na rede elétrica.

⁸ A base de dados utilizada no Brasil para cálculo de TUST, representa linhas aéreas e subterrâneas. Assim, os custos de uso de ambas as redes são capturados.

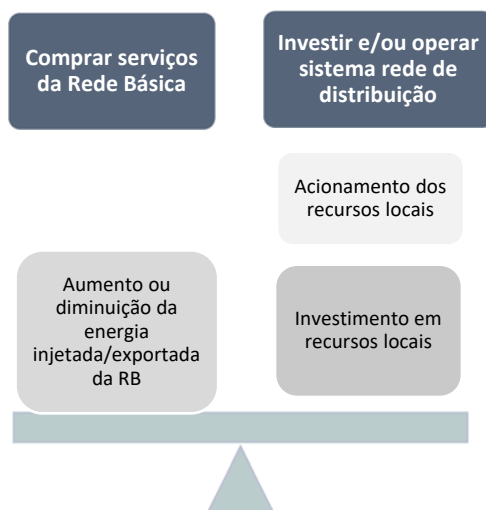


Figura 9 – Trade off de expansão do modelo N2/N3.

É importante destacar que se entende que a adoção de REDs é uma decisão individual dos consumidores que são influenciados por incentivos fornecidos que estão alinhados com as metas e diretrizes políticas/regulatórias vigentes. Em uma análise de planejamento da distribuição considerando expansão de REDs com visão descentralizada o foco principal consiste em avaliar o comportamento ou predisposição dos consumidores em investir em REDs, considerando, por exemplo, a tarifa de fornecimento e preço destes recursos. Entretanto, como pode-se observar pela Figura 8, neste trabalho, propõe-se considerar uma abordagem de expansão **com visão centralizada** para avaliar se os sinais econômicos dados aos consumidores através da combinação de tarifas de fornecimento e incentivos à instalação de REDs induz a uma expansão que se traduza em máximo benefício (“*welfare*”) para o sistema. Então, embora a otimização centralizada não seja, na prática, a maneira como os REDs vão ser adotados, serve de *benchmark* para avaliar os incentivos que direcionam a expansão feita de forma descentralizada⁹.

No que se refere à infraestrutura de rede, conforme descrito no relatório da atividade 2.3 deste projeto, comumente são consideradas simplificações relacionadas à representação da rede de distribuição em metodologias e estudos de caso que aplicam abordagens endógenas e mistas de representação de REDs no planejamento da expansão [3][4][5]¹⁰.

Nesse contexto, na metodologia proposta, é possível representar a rede de alta tensão da distribuidora de forma detalhada e sugere-se uma representação equivalente para simplificar a

⁹ No relatório 3.2 é apresentada uma metodologia de expansão com visão descentralizada que pode ser considerada caso o objetivo seja avaliar o comportamento ou predisposição dos consumidores, por tipo e classe, em investir em REDs.

¹⁰ A metodologia descrita em [3][3] sugere a utilização de um modelo para avaliação da rede de distribuição. Porém, de acordo com os autores, o modelo é baseado na análise de um número limitado de redes estatisticamente representativas. Dessa forma, entende-se que não é utilizada uma representação detalhada da rede de distribuição. Em [4] e [5] representam-se redes de distribuição por meio de zonas com topologia típica de trechos da rede.

modelagem da rede de média e baixa tensão da distribuidora¹¹. Porém, destaca-se que na expansão do N2/N3 não se considera a expansão da infraestrutura de rede, pois aumenta a complexidade computacional ao acrescentar variáveis de decisão inteiras ao problema de otimização. Adicionalmente, a resolução de um problema de expansão coordenado de geração e transmissão não é de simples resolução e esforço computacional quando há milhares de elementos candidatos. Além disso, acrescenta-se que é desafiador definir candidatos para redes de distribuição já que novos alimentadores (e subestações) podem ser construídos por novos caminhos (ou traçados) para atender a carga futura da rede.

Uma vez que o modelo considera a representação da infraestrutura existente de rede, o modelo de planejamento de distribuição de ATD a ser utilizado deve ser capaz de realizar simulações de fluxo de potência considerando fotografias horárias do sistema. A utilização de fluxo de potência linearizado com perdas captura bem o nível de especificação de fluxo para o problema de investimento. Porém, acrescenta-se ainda que no escopo do nível N2/N3, dependendo das condições da rede de distribuição, pode ser realizado o planejamento da expansão de potência reativa. Para a análise e expansão de potência reativa é importante o uso de um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) não linearizado AC.¹² Adicionalmente, é interessante que a ferramenta apresente técnicas que suavizem a complexidade computacional associada a grandes problemas ao decompor um problema estocástico em vários subproblemas determinísticos.

3.5 Feedback N2/N3-N1

Uma vez obtida a expansão no sistema de distribuição (níveis N2/N3), obtém-se um conjunto de investimento em REDs que deve ser considerado como um novo “*input*” para a otimização no nível N1. Assim, será possível avaliar os impactos da geração distribuída no planejamento do sistema, do ponto de vista do “Operador Centralizado” e “Planejador” do Sistema elétrico.

Nesse sentido, os valores de geração dos REDs em cada estágio, hora e cenário simulados, devem ser mapeados na forma de “*injeção*” nas barras de fronteira entre o N1 e N2/N3. Para o estudo de caso assume-se que a geração dos REDs se divide entre as barras de fronteira em proporção ao Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) das barras. Os conjuntos de “*injeções*” correspondem a uma representação equivalente do nível N2/N3 que é considerada na otimização do nível N1. Este esquema iterativo é aplicado até se atingir uma situação de equilíbrio entre os níveis.

Com o objetivo de ilustrar este processo de *feedback*, considere o sistema hipotético da Figura 10, em que existem três barras de fronteira entre o N1 e o N2-N3 denominadas de BF1, BF2 e BF3 cujos MUST sejam respectivamente 10, 20 e 30 MW, e que os alimentadores indicados em verdade representem a rede de média e baixa tensão da distribuidora. Considere ainda que a

¹¹ A metodologia proposta para obtenção de alimentadores equivalentes da rede de média e baixa tensão das distribuidoras é indicada no capítulo 4, seção 4.3.2.2.

¹² Embora a metodologia permita o planejamento de potência reativa, neste estudo de caso, não será contemplada a expansão de potência reativa.

expansão do sistema de distribuição resultante da metodologia proposta tenha sido 1 GD eólica e 4 solares fotovoltaicas, indicados na Figura 10.

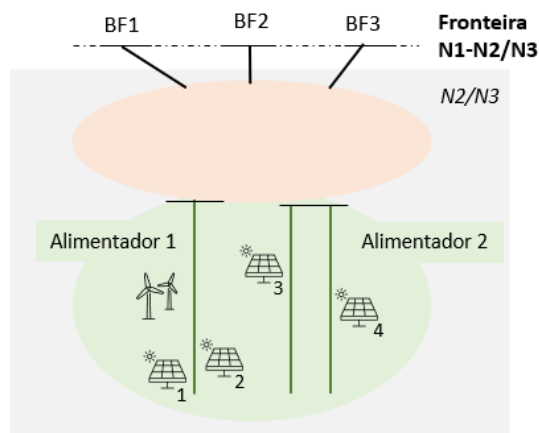


Figura 10 – Sistema Hipotético – Exemplo Feedback N2/N3 – N1.

Suponha que, os valores de geração horários para estes recursos sejam conforme ilustrados na Figura 11.

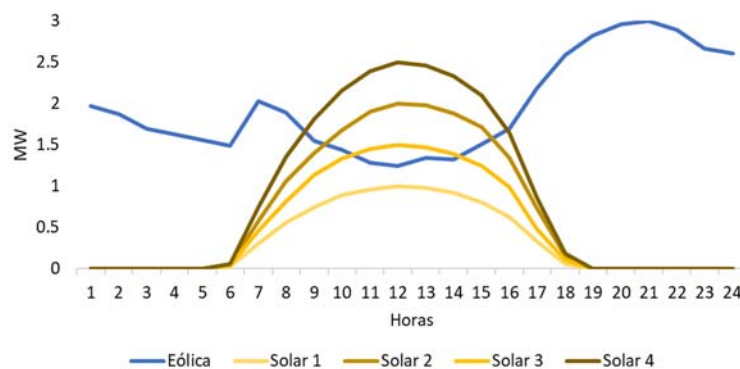


Figura 11 – Perfil Horário de Geração para REDs – Exemplo Feedback N2/N3 – N1.

Somando-se a geração horária nos alimentadores, é possível representar na fronteira entre o N2 e N3 a geração dos REDs “vista” pelo N2 (Figura 12) e, em seguida, em proporção ao MUST desagregar para cada hora esta geração nas barras fronteira entre N1 e N2/N3. Para a hora 7, por exemplo, observa-se da Figura 12 que a geração total distribuída é de 4.12 MW.

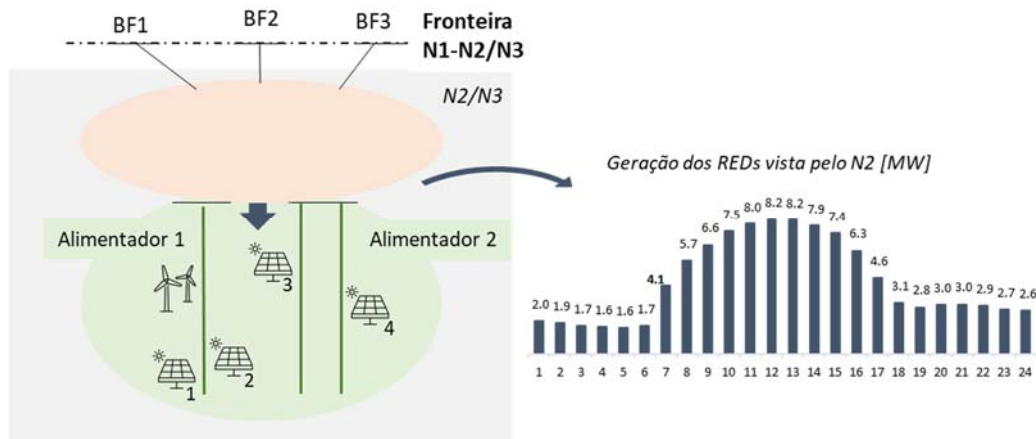


Figura 12 – Perfil Horário dos REDs visto pelo N2 – Exemplo Feedback N2/N3 – N1.

Considerando-se os valores de MUST, obtém-se para a hora 7 os seguintes valores de injeção:

$$BF_{1,h7} = \frac{MUST_{BF1} * G_{h7}}{MUST_{Total}} = \frac{10 * 4.12}{10 + 20 + 30} = 0.69 \text{ MW}$$

$$BF_{2,h7} = \frac{MUST_{BF2} * G_{h7}}{MUST_{Total}} = \frac{20 * 4.12}{10 + 20 + 30} = 1.37 \text{ MW}$$

$$BF_{3,h7} = \frac{MUST_{BF3} * G_{h7}}{MUST_{Total}} = \frac{30 * 4.12}{10 + 20 + 30} = 2.06 \text{ MW}$$

Aplicando-se este procedimento para todas as horas, obtém-se os valores de injeção a serem representados nas barras de fronteira BF1, BF2 e BF3, conforme indicado na Figura 13.



Figura 13 – REDs na fronteira do N1 e N2-N3 – Exemplo Feedback N2/N3 – N1.

3.6 Critério de Convergência

Neste capítulo, apresentou-se uma metodologia para a representação integrada dos REDs nos modelos de planejamento da expansão. Nesta proposta, realiza-se o planejamento do sistema centralizado, no nível N1, e dos sistemas de distribuição, no nível N2/N3, de maneira iterativa de forma que o resultado de um nível funciona como dado de entrada para o nível seguinte.

No estudo de caso, que será ilustrado no capítulo 5, este processo (N1-N2/N3) é repetido por algumas iterações com o objetivo de ilustrar e elucidar a metodologia proposta, apresentar os

resultados e indicar a tendência de equilíbrio de expansão de REDs. A Figura 14 ilustra esse esquema.

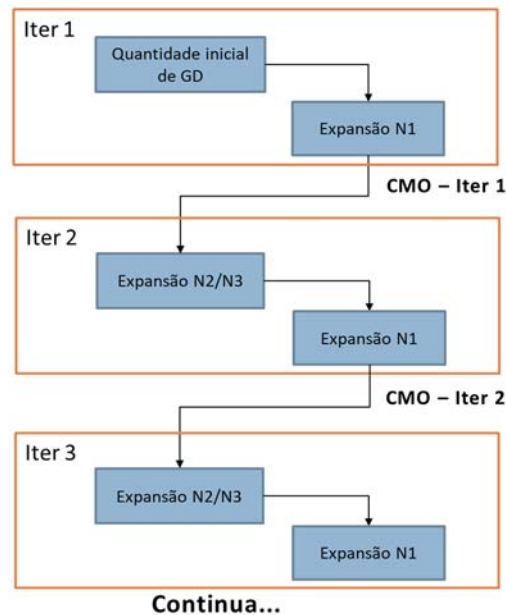


Figura 14 – Esquema do processo proposto até a convergência do plano de expansão¹³.

Conforme discutido na Seção 3.1, busca-se um equilíbrio entre os problemas N1 e N2/N3, de forma que o problema decomposto alcance a mesma solução do problema integrado. Portanto, como critério de convergência, sugere-se utilizar a capacidade instalada de REDs. Assim, ao longo das iterações, a quantidade de RED expandida no N2/N3 oscila até que não haja mais alteração significativa no montante de RED inserido entre iterações consecutivas. A Figura 15 ilustra o comportamento esquemático da quantidade de RED expandida a cada iteração até atingir o equilíbrio.

¹³ Não se indicou a TUST no esquema por simplificação. Porém, conforme descrição na seção 3.3, o acoplamento N1-N2/N3 é composto pelo CMO e TUST.

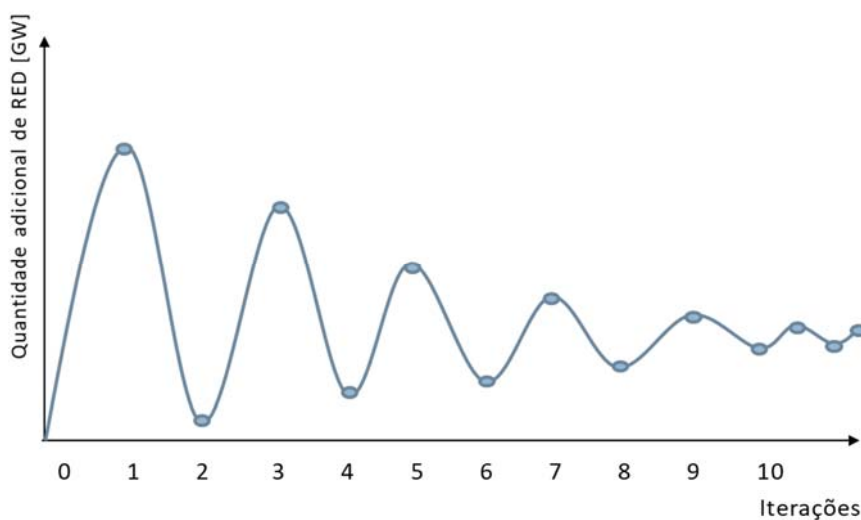


Figura 15 – Gráfico esquemático da quantidade adicional de RED em cada iteração.

Dessa forma, no equilíbrio, obtém-se um montante de REDs cujo impacto no sistema centralizado, ou em outras palavras, o valor dos serviços da Rede Básica não altera a atratividade dos recursos “percebida” pelo modelo de otimização no N2/N3. Isto é, obtém-se um custo do serviço da Rede Básica (no acoplamento N1-N2/N3) que induz a um montante de RED a ser expandido e, esse montante mantém o valor do serviço da Rede Básica.

Neste processo de “equilíbrio” quando se obtém uma solução em que a expansão de REDs entre duas iterações consecutivas não se altera atingiu-se o ótimo global, isto é, a expansão que minimiza os custos totais.

Por isso, pode-se dizer que, a convergência do modelo será atingida quando a inequação abaixo for satisfeita. Essa inequação indica que o montante total de REDs expandido na iteração X é maior que a quantidade de REDs obtida na iteração anterior, X-1, menos uma tolerância (tol) e menor que a quantidade de REDs obtida na iteração anterior, X-1, mais uma tolerância (tol). Quando esta inequação for satisfeita os níveis N1 e N2/N3 estarão em equilíbrio.

$$\text{Expansão REDs}_{N2/N3}^{ITERs\ x-1} - \text{tol} \leq \text{Expansão REDs}_{N2/N3}^{ITER\ x} \leq \text{Expansão REDs}_{N2/N3}^{ITERs\ x-1} + \text{tol}$$

4 REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA NOS NÍVEIS

Este capítulo tem como objetivo apresentar um detalhamento sobre as informações a respeito da representação dos geradores e da rede elétrica nos níveis N1 e N2/N3 do modelo proposto de planejamento de expansão considerando a representação endógena dos REDs.

4.1 Representação de geradores centralizados (N1)

A análise do planejamento no nível N1 tem como objetivo realizar a expansão *hierárquica* da geração e transmissão de forma a selecionar os recursos necessários para o suprimento da demanda no longo prazo, minimizando os custos totais, isto é, custo de investimento somado ao valor esperado do custo operativo.

Na análise da expansão da geração, consideram-se todas as usinas pertencentes ao SIN, suas características e sazonalidades. Assim, os geradores centralizados são representados conforme indicado a seguir:

- **Hidroelétricas:** representadas de forma individualizadas, considerando múltiplos cenários de hidrologia.
- **Termoelétricas:** representadas incluindo restrições operativas que incluem, por exemplo, (in)flexibilidade das fontes e custos de partida de algumas tecnologias (como térmicas a ciclo aberto, ciclo combinado e a carvão).
- **Renováveis não convencionais:** caracterizam-se pela não controlabilidade e não despachabilidade. Assim, nas análises no N1 utilizam-se múltiplos cenários operativos para melhor representar a variabilidade de produção dessas usinas. Esses múltiplos cenários são produzidos pelo software *Time Series Lab* (TSL) – um modelo computacional de modelagem dos recursos renováveis, desenvolvido pela PSR¹⁴.

4.2 Representação de geradores descentralizados (N2/N3)

Na análise do planejamento no nível N2/N3 com expansão endógena dos REDs consideram-se como candidatos recursos de geração distribuída fotovoltaica, eólica, biogás, centrais geradoras hidroelétricas (CGH) e baterias.

As GDs solares e eólicas descentralizadas são representadas através de múltiplos cenários de geração obtidos pelo TSL com abordagem similar à considerada para as fontes renováveis não centralizadas.¹⁵ Para a GD do tipo CGH consideram-se os cenários de geração definidos no

¹⁴ A metodologia é baseada nas seguintes funcionalidades: (i) utilização de bases de dados de reanálise para reconstrução de dados históricos; (ii) estimação não paramétrica da distribuição de probabilidade da produção de energia eólica e solar; e (iii) uma rede Bayesiana para capturar correlações espaciais entre os recursos energéticos (vento, irradiação, vazão, etc.). O principal resultado da ferramenta são os cenários sintéticos de geração renovável, com resolução horária, preservando a distribuição de probabilidade histórica e as correlações espaciais com os cenários de vazão. [6]

¹⁵ Para solares descentralizadas adota-se a premissa de *solar tracking* igual a 0.

Plano Mensal de Operação (PMO) de maio de 2020 e a biogás é representada através de uma termoelétrica.

4.3 Representação da Rede Elétrica

4.3.1 Sistema no N1

Conforme mencionado, a análise do planejamento no nível N1 tem como objetivo realizar a expansão *hierárquica* da geração e transmissão. Dessa forma, primeiramente é realizada a expansão da geração e, em seguida, a expansão da transmissão. Informações relativas a bases de dados e premissas de candidatos a expansão no estudo de caso serão abordadas no Capítulo 5.

Durante o processo de expansão da geração, o objetivo consiste em modelar e capturar o *trade-off* relacionado ao investimento em geração e ao local onde os projetos devem ser construídos. Em outras palavras, objetiva-se avaliar o *trade-off* de investir em locais próximos a centros de carga a preços maiores ou investir em locais mais distantes, onde o custo de investimento dos recursos de geração pode ser inferior, mas que exige investimentos em infraestrutura de transmissão. Nesse contexto, considera-se a representação da rede de transmissão em multiáreas elétricas com restrições operativas de fluxo entre os subsistemas. Assim, para a *expansão da geração*, considera-se a *representação detalhada do parque gerador e para a rede, representação do sistema em multiáreas*.

Após a expansão da geração, avalia-se a necessidade de novos reforços na Rede Básica, por região (planejamento da expansão da transmissão), considerando, portanto, a representação detalhada da rede de transmissão. A Figura 16 ilustra as diferentes representações para a rede de transmissão no nível N1 na expansão hierárquica G&T.

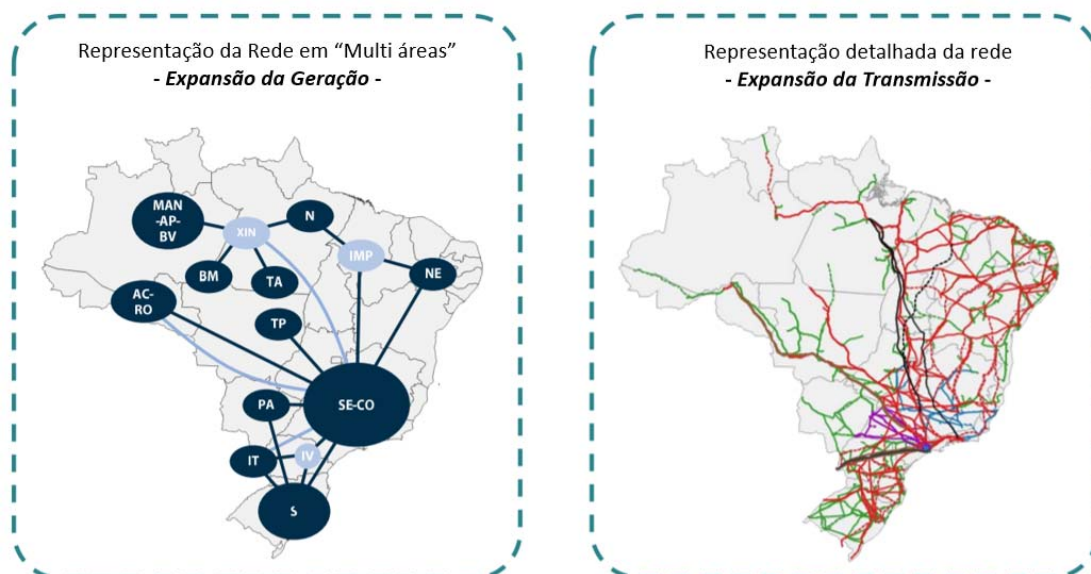


Figura 16 – Representação da Rede no N1.

Os projetos de expansão de geração resultantes do planejamento da geração em N1 são representados de forma unitária (“desagregados”) e alocados na rede de transmissão na forma de projetos individuais. Acrescenta-se ainda que no planejamento da transmissão considera-se a representação individualizada das usinas não despachadas de forma centralizada pelo ONS (bloco de pequenas usinas)¹⁶. O principal objetivo desta etapa consiste em avaliar, para diferentes cenários operativos, a necessidade de reforçar a infraestrutura de rede, permitindo que energia dos geradores em diferentes locais do sistema possa suprir a demanda de energia.

4.3.2 Sistema no N2/N3

A análise do sistema nos níveis N2/N3 tem como objetivo realizar o planejamento da expansão da geração do sistema de distribuição contemplando a expansão endógena de REDs¹⁷. Embora a expansão N2 e N3 seja de forma integrada e conjunta em um único problema de otimização, apresenta-se a rede de distribuição em dois níveis por duas razões principais. O primeiro motivo relaciona-se ao fato de que as representações sugeridas e consideradas no estudo de caso para a rede de alta e média/baixa tensão são distintas e o segundo motivo decorre de a fonte dos dados considerada para infraestrutura de rede ser distinta. Nas seções a seguir serão apresentadas as modelagens propostas para cada um dos níveis da rede de distribuição. Detalhes relativos às bases de dados utilizadas e premissas utilizadas para os estudos de caso serão descritos no capítulo 5, seção 5.2.3.

¹⁶ As usinas que se encontram conectadas a níveis de tensão inferiores a 230 kV serão representadas na rede de distribuição. Acrescenta-se que na simulação do N1 essas usinas aparecem modeladas de forma simplificada na barra de fronteira (acoplamento N1-N2/N3).

¹⁷ Exceto Veículos Elétricos.

4.3.2.1 Rede de Alta Tensão da Distribuidora

A análise no nível N2 requer a representação da rede de alta tensão da distribuidora. Para avaliar a configuração existente da distribuidora¹⁸ e simular um fluxo de potência do sistema é preciso conhecer a representação da rede elétrica neste nível.

A Base de Dados Geográfica das Distribuidoras (BDGD) é uma base de dados pública, cujo acesso é disponibilizado pela ANEEL e que contém inúmeras informações sobre o sistema de distribuição que incluem informação dos tipos de consumidores, consumo mensal, localização dos consumidores na rede, informações sobre os alimentadores, dentre outras. Embora a BDGD disponha de informações da rede, os dados da rede de alta tensão das distribuidoras ainda não possuem uma boa representação e apresentam algumas questões que dificultam a sua utilização para simulação do fluxo de potência e análises necessárias. Por exemplo, existem trechos de rede desconectados ou “ilhados” do resto do sistema, conforme ilustrado nas Figura 17 e Figura 18.

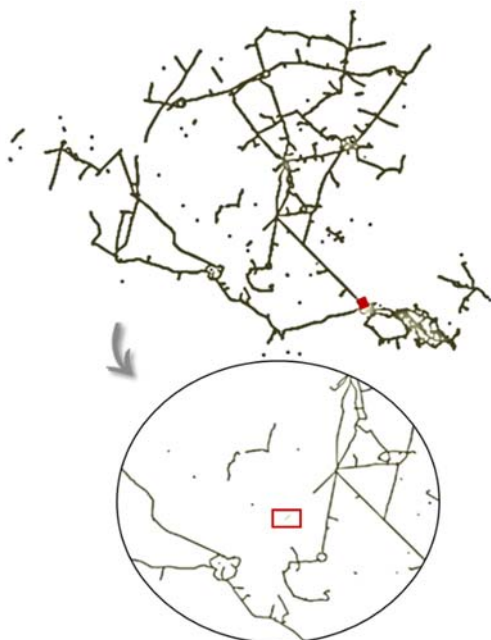


Figura 17 – Rede de AT de Distribuidora localizada no Sudeste.

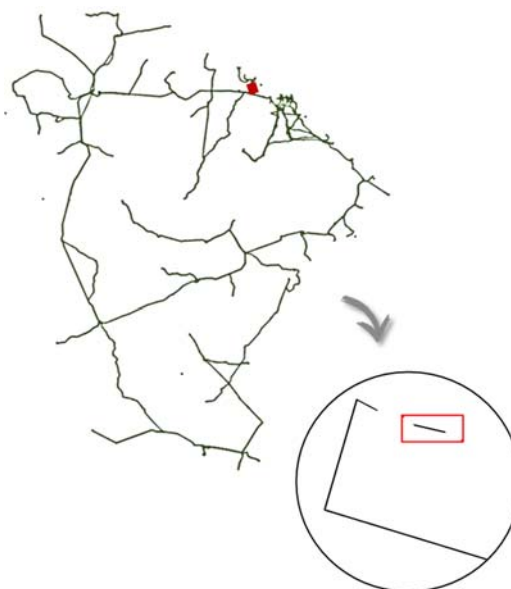


Figura 18 – Rede de AT de Distribuidora localizada no Nordeste.

Assim, muitas adequações nos dados da rede de alta tensão disponibilizadas na BDGD são necessárias para as avaliações no N2. Dessa forma, sugere-se como alternativa com utilização de base de dados pública, utilizar a representação topológica da base de dados em formato .pwf do PDE para modelar a rede de AT das distribuidoras do Brasil.

Acrescenta-se que uma alternativa para superar questões e inconsistências na rede de alta tensão da distribuidora consiste em utilizar uma abordagem simplificada que corresponde a

¹⁸ Em geral, redes de distribuição são desequilibradas devido a distribuição irregular de cargas entre as fases e tipos de cargas industriais.

representar a rede através de um nó único. Esta abordagem simplificada é detalhada na seção 5.2.3.1.

4.3.2.2 Rede de Média e Baixa Tensão da Distribuidora

A representação no nível N3 compreende a rede primária e secundária de distribuição que se caracteriza por uma rede desequilibrada¹⁹ e que, idealmente, requer a utilização de fluxos de potência trifásicos para análise dos alimentadores. Além disso, nas avaliações de média e baixa tensão é necessário tratar grande volume de dados e informações, não só relativas a elementos de rede de distribuição, por exemplo, alimentadores e transformadores, como também informações de consumo. Nesse sentido, a Tabela 1 ilustra informações acerca do volume de dados compilados a partir da BDGD de algumas distribuidoras.

Tabela 1: Resumo de Dados da BDGD de distribuidoras.

| Distribuidora | Total de SE [-] | Total de Alimentadores [-] | Total de Transformadores [-] | | Número de Segmentos [-] | | Número de Consumidores [-] | |
|---------------|-----------------|----------------------------|------------------------------|---------|-------------------------|-----------|----------------------------|-----------|
| | | | AT/MT | MT/BT | MT | BT | MT | BT |
| CELPA | 169 | 636 | 265 | 184.327 | 1.464.695 | 761.249 | 4.378 | 2.720.288 |
| CEMIG-D | 598 | 1939 | 770 | 897.148 | 4.386.981 | 6.696.361 | 21.873 | 9.813.472 |
| COELBA | 588 | 1500 | 561 | 309.298 | 2.681.723 | 2.419.865 | 20.553 | 6.339.345 |
| EMT | 237 | 588 | 132 | 225.577 | 1.816.914 | 551.130 | 5.401 | 1.552.345 |

Entretanto, como trata-se de um estudo de longo prazo cujo objetivo central consiste na avaliação dos impactos da expansão endógena dos REDs no planejamento da expansão sob a ótica do planejamento centralizado, sugere-se adotar uma representação simplificada e equivalente para os alimentadores para reduzir a quantidade de dados a serem tratados. Adicionalmente, utiliza-se o fluxo de potência linearizado com perdas na resolução do problema de investimento.

- **Alimentadores Equivalentes**

Os alimentadores equivalentes têm por objetivo representar os alimentadores reais das distribuidoras, extraídos da BDGD, de forma simplificada, isto é, com um número reduzido de barras B e, por consequência, um menor número de segmentos. É importante destacar que a metodologia de uso de alimentadores equivalentes mantém o número total de alimentadores representados, mas permite reduzir significativamente o número de barras por alimentador.

A Figura 19 ilustra a representação proposta para os alimentadores equivalentes, no caso de $B=5$. É possível observar da Figura 19 que os N alimentadores equivalentes da distribuidora apresentam o mesmo número reduzido de barras, porém a alocação dos consumidores nas barras dos alimentadores é distinta.

¹⁹ Em geral, redes de distribuição são desequilibradas devido a distribuição irregular de cargas entre as fases e tipos de cargas industriais.

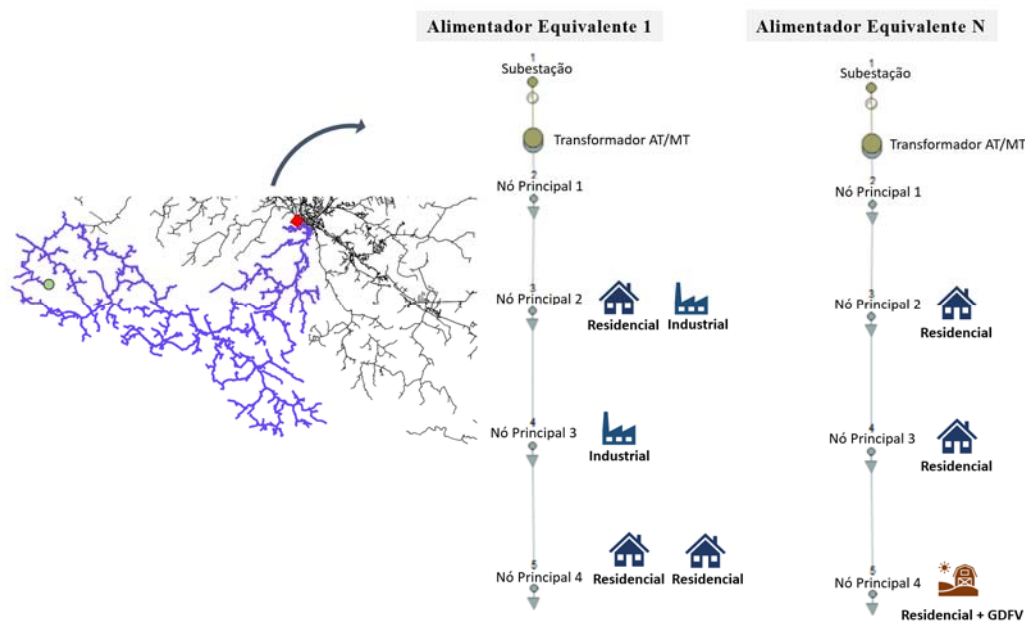


Figura 19 – Proposta de representação de Alimentadores Equivalentes – Rede de MT/BT da Distribuidora.

Assim, para a obtenção dos alimentadores equivalentes a partir de alimentadores detalhados é preciso alocar os consumidores nas barras dos alimentadores equivalentes e, além disso, determinar os parâmetros de rede dos alimentadores reduzidos.

Considerando-se as informações dos consumidores nos alimentadores das distribuidoras, que podem ser extraídos da BDGD, para a alocação dos consumidores nas barras do alimentador reduzido sugere-se calcular a impedância equivalente de *Thévenin* vista por cada carga, em cada alimentador²⁰. Em seguida, utilizando métodos de clusterização, é possível agrupar as impedâncias equivalentes em B-1 grupos ou *clusters* de acordo com os valores de impedância. Baseado no agrupamento define-se a carga associada à cada cluster como sendo a soma das cargas pertencente a ele que é então alocada nas B-1 barras²¹ do alimentador reduzido. Com base nos dados do cluster pode-se também calcular o parâmetro *preliminar* de perda associado ao cluster como sendo a média dos parâmetros de perdas pertencentes ao cluster ($\hat{r}_1, \hat{r}_2, \dots, \hat{r}_B$). Esse procedimento de equivalente de *Thévenin* e agrupamento de consumidores, deve ser feito para cada alimentador de cada distribuidora.

A Figura 20 ilustra para um caso hipotético, este procedimento de alocação dos consumidores em um alimentador reduzido com três barras no alimentador reduzido, sendo criado, portanto, 3 clusters (B-1=3), sendo Z_i a impedância equivalente de *Thévenin* vista pela carga i ; R a resistência e X a reatância.

²⁰ O equivalente de *Thévenin* pode ser entendido como o cálculo da “distância elétrica equivalente” visto pela carga até a subestação.

²¹ B-1 barras, ao desconsiderar a subestação

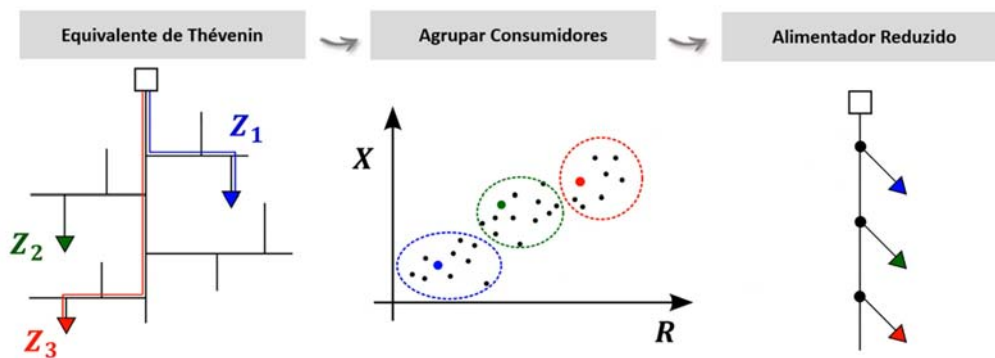


Figura 20 – Alocação de Consumidores em um alimentador equivalentes – Caso Hipotético.

Ao considerar a abordagem através do alimentador equivalente é importante lembrar que o objetivo consiste em utilizar uma representação reduzida, mas que ainda mantenha as características principais dos alimentadores completos, como por exemplo, suas perdas totais. Nesse sentido, as perdas totais dos alimentadores detalhados calculadas através de um fluxo de potência trifásico AC, são utilizadas para determinar os parâmetros da rede dos segmentos nos alimentadores reduzidos.

Definindo-se os parâmetros elétricos por trecho como $\alpha_1 = \frac{\hat{r}_2}{\hat{r}_1}$, $\alpha_2 = \frac{\hat{r}_3}{\hat{r}_1}$, $\alpha_3 = \frac{\hat{r}_4}{\hat{r}_1}$, ..., $\alpha_{B-1} = \frac{\hat{r}_B}{\hat{r}_1}$ e considerando o alimentador equivalente com B barras (além da subestação) e com perdas totais p_0 , conforme indicado na Figura 21, o objetivo consiste em ajustar o parâmetro de perda η_0 de tal forma que a perda no alimentador reduzido seja igual a perda no alimentador original. Destaca-se que os parâmetros $\alpha_b, \forall b \in [1, B-1]$ refletem a ideia de que o parâmetro de perdas é proporcional ao comprimento dos cabos.

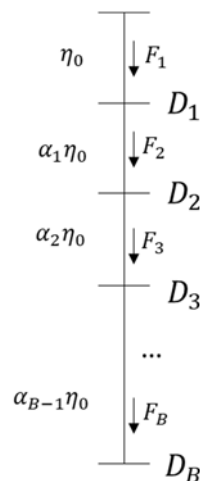


Figura 21 – Perdas no Alimentador Equivalente.

A determinação do parâmetro de perda η_0 é feita a partir da resolução do seguinte sistema de equações quadráticas:

$$F_b = D_b + F_{b+1} + \alpha_b \eta_0 F_{b+1}^2; \forall b \in [1, B - 1] \quad (1)$$

$$F_b = D_b; b = B \quad (2)$$

$$\eta_o F_1^2 + \sum_{b=1}^{B-1} \alpha_b \eta_o F_{b+1}^2 = p_o \quad (3)$$

Em que, D_b corresponde à demanda na barra b e F_b o fluxo que chega em cada barra b .

No sistema acima de equações, as equações (1) e (2) descrevem o balanço no alimentador reduzido enquanto a equação (3) iguala as perdas do alimentador reduzido às do ramal original p_o . Uma vez determinado o parâmetro de perda η_o , obtém-se o parâmetro de resistência $\alpha_b \eta_o$ associado a cada seção do alimentador equivalente.

Com o objetivo de exemplificar a metodologia proposta para obter o parâmetro de resistência do alimentador equivalente, considere o exemplo hipotético em que as perdas totais do alimentador detalhado correspondem a 1.86% da demanda total do alimentador original e deseja-se obter um alimentador equivalente de 4 barras, indicado na Figura 22, preservando as perdas totais do alimentador original. Suponha ainda que os valores de demanda nas barras D1, D2 e D3 sejam respectivamente 109.5 MW, 15.7 MW, 9.1 MW obtidos previamente pelo procedimento indicado na Figura 20, que resultou em valores de resistência $\hat{r}_1, \hat{r}_2, \hat{r}_3$ de 13%, 18.8% e 12.5%, respectivamente e parâmetros lineares α_1, α_2 de 1.44 e 0.96 respectivamente.

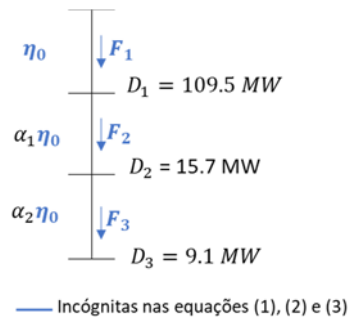


Figura 22 – Representação do Alimentador Equivalente – Exemplo Hipotético.

Dessa forma, para o alimentador reduzido, deseja-se obter perdas totais de 2.5 MW (1.86% * 134 MW). Considerando o sistema de equações (1)-(3), obtivemos $\eta_o = 1.31\%$, $F_1 = 1.34 \text{ MW}$, $F_2 = 0.248 \text{ MW}$, $F_3 = 0.091$. Destaca-se que aplicando-se esses valores na equação (3) obtém-se para o alimentador equivalente o mesmo valor de perda total encontrado no alimentador original. Em seguida, obtém-se parâmetros do alimentador equivalente por $R_1 = \eta_o = 1.31$; $R_2 = \alpha_1 \eta_o = 1.89$; $R_3 = \alpha_2 \eta_o = 1.26$.

É importante destacar que a definição dos parâmetros de resistência no alimentador equivalente, através dessa metodologia, requer que o alimentador original possua valores de perdas coerentes, isto é, parâmetros originais de resistência condizentes com o sistema elétrico.

5 ESTUDO DE CASO

Este capítulo tem como objetivo descrever o estudo de caso considerado para ilustrar a metodologia proposta de planejamento da expansão. Além disso são apresentadas as premissas consideradas, bases de dados e softwares de simulação utilizados.

5.1 Premissas Gerais

5.1.1 Horizonte de Estudo

Uma vez que este projeto se caracteriza por um planejamento de expansão, considera-se um horizonte de análise de 5 anos, tendo como ano inicial de simulação 2030. Portanto, os horizontes de simulação e análise nos níveis N1, N2/N3 são horários e compreendem os anos de 2030 até 2035. Uma vez que o ano inicial de estudo é 2030, a base de dados utilizada como referência, ou ponto de partida, para a representação do sistema é o PDE 2029.

5.1.2 Projeção de Demanda

Conforme apresentado em capítulos anteriores, a metodologia de planejamento proposta é em níveis, hierárquica e integrada. Para a expansão do sistema no N1 (Rede Básica) considera-se a demanda nacional do Brasil (SIN) que nos níveis N2/N3 deve ser representada de forma desagregada por distribuidora, uma vez que as análises nos níveis N2/N3 são realizadas para cada distribuidora individualmente.

Na análise no N1 utiliza-se a demanda nacional do Brasil, com resolução horária, contemplando consumidores do mercado cativo e do mercado livre. Com o objetivo de considerar simulações no longo prazo no estudo de caso, são consideradas projeções anuais de crescimento de carga.

Uma vez que no N1 considera-se uma representação detalhada da rede de transmissão, é preciso “desagregar” a demanda total nas barras do sistema. O primeiro passo consiste em retirar a demanda dos consumidores livres e então, para o mercado cativo desagregar a demanda total nas demandas por distribuidora. Em seguida, para representar as curvas de carga nas barras de fronteira entre o N1 e N2 é necessário identificar e classificar os consumidores em cada área de concessão.

Para a obtenção da projeção de curva de carga horária no SIN, utilizam-se informações disponibilizadas no site da CCEE²² e dados da Campanha de Medida das Distribuidoras²³. O procedimento de obtenção da curva horária consiste em primeiramente obter os dados das curvas horárias de consumo das distribuidoras, nos dias típicos, a partir do boletim “Info Mercado – Dados Horários de Consumo” disponibilizado pela CCEE.

²² Os dados da CCEE de Dados Horários de Consumo são obtidos do Site da CCEE, em Biblioteca Virtual. Deve-se pesquisar por InfoMercado - Dados Horários de Consumo, selecionar o boletim e realizar o download.

²³ O resultado da campanha de medidas deve ser solicitado por meio do Portal de Transparência: <https://esic.cgu.gov.br/migrando.html>

Em seguida, no passo 2, deve-se obter a participação de cada uma das classes no consumo horário. Essa informação é obtida considerando os dados da Campanha de Medida. É importante destacar que as classes de consumo são representadas por uma tipologia de carga agregada, ou seja, ao invés de se representar as diferentes tipologias de carga para cada subgrupo tarifário e/ou classe de consumo, utiliza-se uma tipologia média de carga para cada classe.

Depois, no passo 3, é feita a projeção da demanda das distribuidoras no horizonte de estudo, de maneira individualizada, com base na carga atual e o crescimento histórico das distribuidoras, conforme dados disponibilizados pelo CCEE e considerando informação da projeção de crescimento da demanda do PDE 2029.

Assim, no passo 4, é feita a conversão dos dados com resolução anual (obtidos no passo 3) para dados horários e sazonais a partir dos valores percentuais calculados com as informações dos passos 1 e 2. Dessa maneira é possível obter um perfil de carga horário e que varia nos meses do ano. Ressalta-se que neste estudo assume-se a premissa que o perfil de consumo varia entre os meses do ano, mas não varia entre os anos. A Figura 23 ilustra a demanda horária nas primeiras 24 horas dos meses de Janeiro e Maio nos anos de 2030 e 2035 para consumidores residenciais, rurais e comerciais da baixa tensão e da média tensão para a distribuidora Energisa Paraíba. Pela análise da figura é possível observar a alteração do perfil de demanda entre os meses, mas que o mesmo perfil mensal se mantém entre os anos.

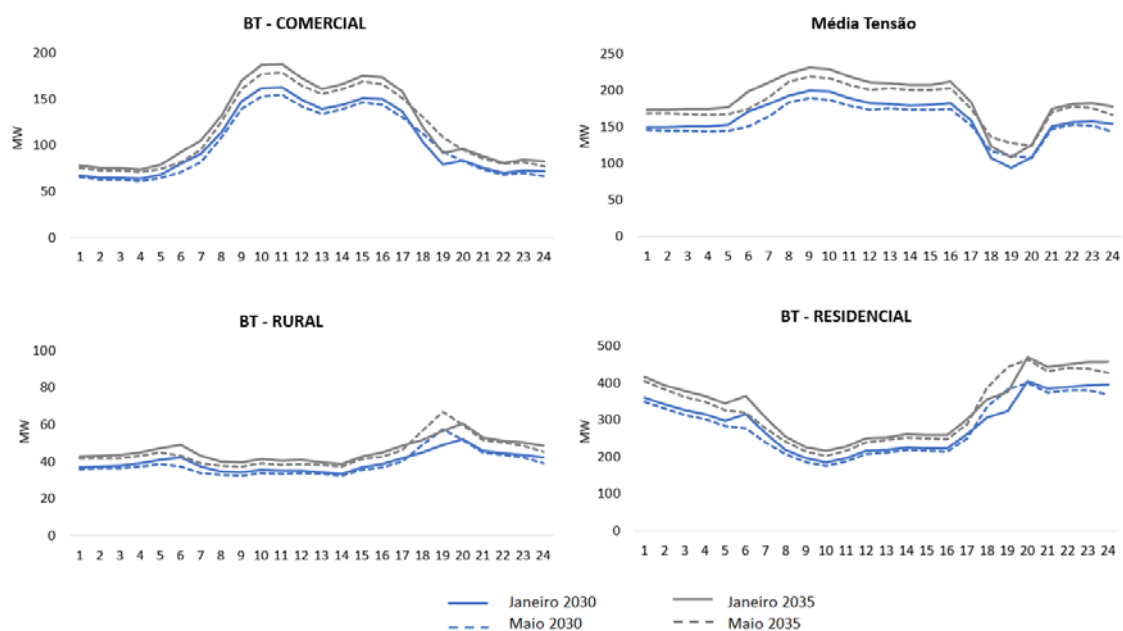


Figura 23 – Demanda horária em Janeiro e Maio – 2030 e 2035 – Energisa Paraíba.

O procedimento para obtenção da projeção de carga em cada uma das distribuidoras é resumido na Figura 24.

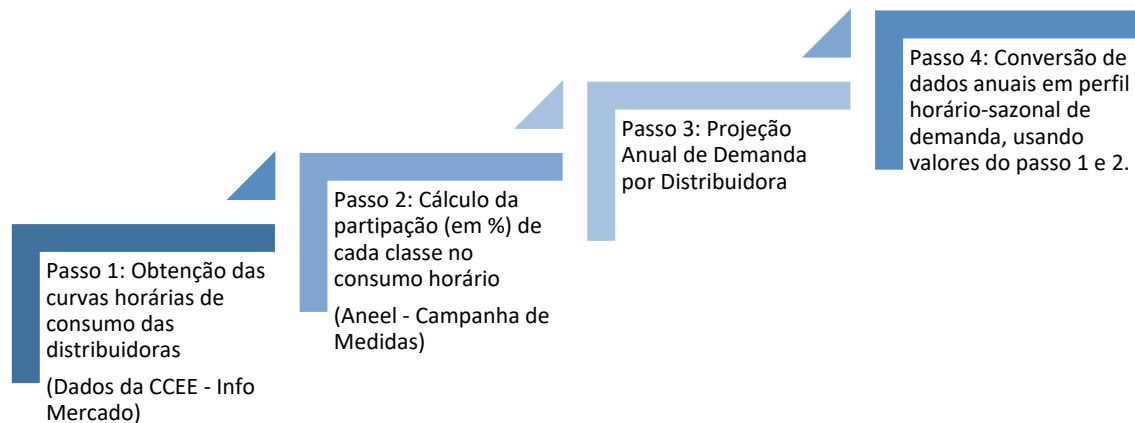


Figura 24 – Procedimento para obtenção da curva de carga por distribuidora.

Acrescenta-se ainda que a curva de carga horária para os consumidores livres é obtida através de informações da base da TUST e informações de perfis típicos de consumidores industriais.

A demanda total do SIN corresponde à demanda total dos consumidores livres e cativos que é ilustrada, por região, na Figura 25, no período de 2019 a 2035. Além disso, a Figura 25, indica a evolução da demanda de ponta no SIN (GW) ao longo dos anos.

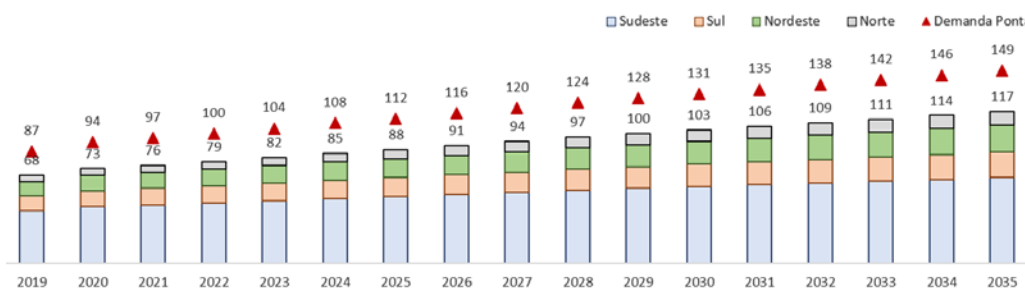


Figura 25 – Demanda média anual por submercado e demanda de ponta do SIN

5.1.3 Distribuidoras Simuladas no N2/N3

Com o objetivo de certificar a robustez e aplicabilidade da metodologia proposta no sistema elétrico brasileiro, no estudo de caso simulam-se 34 distribuidoras do Brasil, indicadas na Tabela 2. Essas são as distribuidoras classificadas como de grande porte pela ANEEL, de acordo com dados de 2019 [7] por terem número de unidades consumidoras superior a 400 mil.²⁴

²⁴ As distribuidoras que estavam sob regime de designação (Amazonas Energia, CEA, Equatorial Alagoas, Equatorial Piauí, Energisa AC, Energisa RO e Roraima Energia) não foram contempladas na classificação da ANEEL. Dessa forma, a princípio, 29 distribuidoras classificadas como de grande porte pela ANEEL seriam consideradas na análise. Entretanto, contabilizando as unidades consumidoras para as distribuidoras que estavam sob regime de designação encontram-se 34 distribuidoras de grande porte (com mais de 400 mil unidades consumidoras).

Tabela 2: Distribuidoras simuladas no estudo de caso no N2/N3.

| | |
|-----------------------|-------------------------|
| CEB | ENGI MS (EMS) |
| CEEE | ENGI MT (EMT) |
| CELESC | ENGI PB (EPB) |
| CEMIG | ENGI RO (CERON) |
| COPEL | ENGI SE (ESE) |
| CPFL Piratininga | ENGI SSE (ESS) |
| CPFL Paulista | ENGI TO (ETO) |
| CPFL RGE | Equatorial AL (CEAL) |
| CPFL Santa Cruz | Equatorial MA (CEMAR) |
| EDP ES | Equatorial PA (CELPA) |
| EDP SP (Bandeirantes) | Equatorial PI (CEPISA) |
| ENEL CE (COELCE) | Light |
| ENEL GO (CELG-D) | Neoenergia BA (CEOLBA) |
| ENEL RJ (Ampla) | Neoenergia PE (CELPE) |
| ENEL SP (Eletropaulo) | Neoenergia RN (COSERN) |
| ENGI AC (Eletroacre) | Neoenergia SP (ELEKTRO) |
| ENGI MG (EMG) | OE AM (AME) |

5.2 Bases de dados e Premissas

5.2.1 Sistema no N1

No nível N1 objetiva-se realizar o planejamento integrado e hierárquico de geração e transmissão. Nesta seção será detalhada a construção da Base de Dados Eletroenergética utilizada nas simulações, além das premissas consideradas para o estudo de caso no N1.

A Base de dados eletroenergética se caracteriza por representar de forma detalhada o parque gerador e a rede de transmissão da Rede Básica. Porém, como o planejamento G&T é hierárquico pode-se pensar que a análise no N1 considera primeiramente uma base de dados com detalhamento apenas do parque gerador (“Caso Energético”, usado para expansão da geração), e, em seguida, contemplando informações detalhadas da topologia da rede, obtém-se a base de dados eletroenergética para avaliação dos reforços de transmissão. Essas bases de dados e suas características serão descritas nas seções a seguir.

5.2.1.1 Caso Energético

A base de dados utilizada no estudo de caso para o planejamento da expansão considera informações provenientes da base de dados de geração, em formato *Newave*, do PDE 2029²⁵. Esta base de dados representa o sistema elétrico brasileiro por meio de submercados representando o parque gerador de forma detalhada e o sistema de transmissão por rede de transporte (ou tubos), através de interconexões regionais, conforme indicado na Figura 26.

²⁵ A base de dados de geração, do PDE 2029, foi obtida através do link: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>

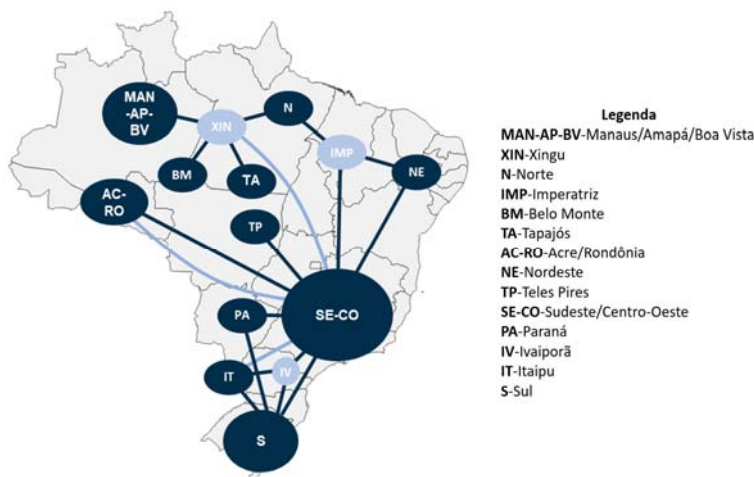


Figura 26 – Rede de Transmissão Simplificada (Rede de Transporte) – N1.

Assim, o primeiro passo para obter a primeira base de dados utilizada no N1 consiste em converter os dados e configurações do sistema do *Newave* para o *SDDP* que, conforme mencionado no Capítulo 4, permite representar as hidroelétricas através de usinas individualizadas. Dessa forma, a partir do PDE2029, obtém-se a configuração do sistema elétrico brasileiro até o ano de 2029.

Em seguida, alguns ajustes são feitos na base de dados para o estudo de caso, que incluem ajustes na representação da demanda; modelagem de renováveis convencionais e não convencionais; restrição de reserva, além da definição de candidatos à expansão, que serão detalhados a seguir.

- **Ajustes na Demanda**

A base de dados *Newave* representa a demanda em cada subsistema através da “demanda líquida de geração distribuída”, ou seja, corresponde à demanda subtraída da expectativa de geração distribuída em cada subsistema. Em outras palavras, a geração distribuída é abatida da demanda.

Entretanto, como o objetivo do estudo consiste em avaliar o impacto da expansão endógena de recursos energéticos distribuídos no planejamento da expansão, é importante que estes recursos sejam *explicitamente* representados no sistema. Dessa forma, ajusta-se a demanda da base de dados, estimando-se uma expectativa de geração para a geração distribuída projetada pela EPE²⁶ até 2029 que é então somada à demanda líquida para então se obter a demanda bruta. Assim, na base de dados representa-se a demanda bruta e a geração distribuída até 2029 de forma explícita.

²⁶ Conforme Gráfico 9-18 de Projeção da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (MW) do PDE 2029.

Para os anos no horizonte de estudo (2030-2035) considera-se a projeção de demanda conforme metodologia proposta na seção 5.1.2, em que há um crescimento médio anual na demanda Brasil de 3% de 2029 a 2035, conforme se observa na Figura 25.

- Cenários de Vazão e Geração Renovável

O planejamento da expansão do N1 é realizado de forma estocástica considerando incertezas na geração centralizada. Dessa forma, é necessária a representação de cenários hidrológicos e de geração renovável (eólica e solar). Assim, são utilizados os 10 cenários de hidrologia definidos na base de dados do *Newave* e são consideradas as probabilidades de ocorrência associadas uma vez que são séries que buscam representar o espectro de possíveis cenários de vazão.

No estudo de caso considera-se para a modelagem de renováveis não convencionais, mais especificamente eólicas e solares, 10 cenários de geração, obtidos através do software *Time Series Lab* (TSL), conforme mencionado na seção 3.2. A Figura 27 exemplifica alguns perfis históricos horários médios de eólicas na região da Bahia, obtidos através do TSL.

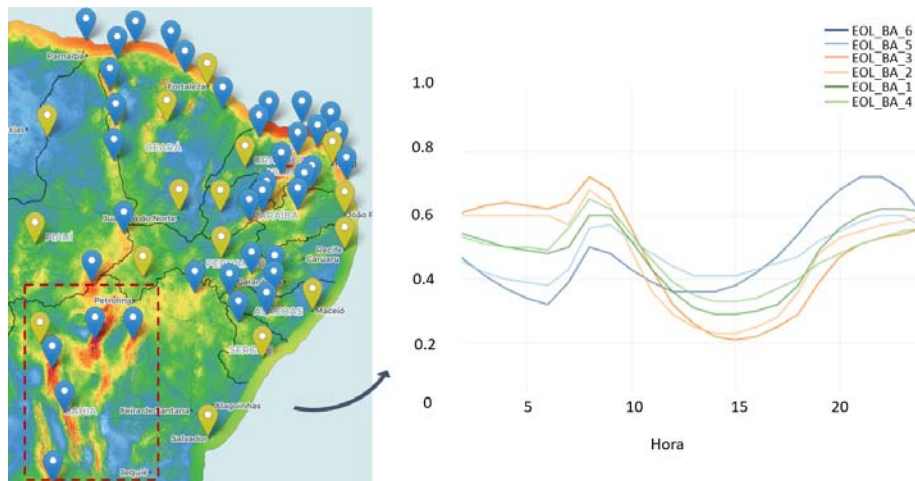


Figura 27 – Perfil Horário de Eólicas – TSL.

- Restrição de Reserva

Com o objetivo de representar as fontes de geração renováveis não convencionais (eólicas e solares) utilizam-se, conforme mencionado, múltiplos cenários de geração obtidos através do software TSL. Essas fontes caracterizam-se não só pela estocasticidade, não controlabilidade e despachabilidade, mas também pela variabilidade e intermitência de geração. Nesse sentido, é importante que em momentos de baixa disponibilidade de vento ou irradiação solar, por exemplo, outros recursos estejam disponíveis no sistema para garantir o suprimento de energia aos consumidores. Assim, no planejamento da expansão é importante avaliar a disponibilidade de reserva girante no sistema e se há necessidade de expandi-la, principalmente em um contexto de crescimento de renováveis nas matrizes energéticas.

Com o objetivo de representar o requerimento de reserva girante no planejamento da expansão utiliza-se no estudo de caso a restrição de reserva probabilística dinâmica no modelo de otimização, conforme detalhamento apresentado no projeto “*Energy systems of the future:*

“Integrating variable renewable energy sources in Brazil’s energy matrix” desenvolvido em 2019/2020 em parceria com GIZ e EPE [2]. A reserva é *dinâmica* na medida em considera a variação da produção de renováveis nas horas do dia e meses do ano e é *probabilística* ao contemplar os cenários estocásticos de produção das renováveis.

- **Candidatos a Expansão de Geração e Interconexão**

No planejamento da expansão da geração, consideram-se entre os recursos candidatos hidroelétricas, termoeletricas (carvão, gás natural a ciclo combinado e ciclo aberto), biomassa, eólicas, solares, baterias, resposta da demanda por incentivo (representadas como térmicas), além de expansões das interconexões entre os subsistemas.

Para os candidatos de geração no N1 consideram-se as premissas indicadas na Tabela 3 como dado de entrada no modelo.

Tabela 3: Premissas de candidatos de geração (Referência de custos - 2019). Fonte: [9]

| Candidato | CAPEX [R\$/kWinst] | OPEX [R\$/kW ano] ²⁷ | Vida útil |
|---------------------------------|--------------------|---------------------------------|-----------|
| Solar Fotovoltaica* | 2400 | 180 | 20 |
| Eólica* | 4800 | 280 | 20 |
| Hidroelétrica | – ²⁸ | - | 30 |
| Biomassa (Bagaço de Cana) | 4000 | 280 | 20 |
| GNL Flexível | 3800 | 380 | 20 |
| GNL Parcialmente Flexível (50%) | 2100 | 380 | 20 |
| Gás Natural (Pré Sal) | 5000 | 440 | 20 |
| Gás Natural Ciclo Aberto | 2700 | 450 | 20 |
| Carvão Nacional | 8000 | 740 | 25 |
| Bateria* | 6000 | 310 | 20 |
| Resposta da Demanda | - | 77 | 20 |

* Os custos de investimento evoluem ao longo do tempo na tentativa de capturar a redução no custo de investimento dessas tecnologias que refletem em aumento de competitividade destes recursos.

Observa-se da Tabela 3 a representação do mecanismo de resposta da demanda como um candidato à expansão. Destaca-se que este recurso é modelado no problema de expansão como uma térmica com custo variável unitário de 349 R\$/MWh e OPEX²⁹ de 77 R\$/kWano conforme premissas consideradas pela EPE no PDE 2030 [8]. Acrescenta-se ainda que, com base em premissas da EPE, considera-se um reajuste médio anual de 0.7% ao ano no CVU das térmicas que representam a RD por incentivo.

²⁷ Corresponde aos Encargos + O&M Anual

²⁸ O Capex e Opex varia entre as hidroelétricas e, então, as premissas para os candidatos de hidroelétrica são apresentadas na Tabela 4.

²⁹ O&M somado a impostos

Para os candidatos de hidroelétrica as premissas de investimento (CAPEX) e operação (OPEX) são apresentadas na Tabela 4. Os projetos hidrelétricos apresentados na tabela são os mesmos projetos candidatos do PDE 2029. Acrescenta-se ainda que a premissa para taxa de desconto de todos os projetos é de 8%.

Tabela 4: Premissas de candidatos - Geração hidroelétrica (Referência de custos - 2019). Fonte: [9]

| Candidato de Hidroelétrica | CAPEX [R\$/kWinst] | OPEX [R\$/kW ano] |
|----------------------------|-----------------------|----------------------|
| Mirador | 10249.1 | 550 |
| Maranhão Baixo | 9889.6 | 550 |
| Paraná | 9757.4 | 550 |
| Foz Piquiri | 11564.3 | 550 |
| Saudade | 9371.2 | 550 |
| Foz do Xaxim | 10160.7 | 550 |
| Santo Antônio | 6916.1 | 450 |
| Iguaçu | 7420.9 | 450 |
| P.Galeano | 8109.3 | 450 |
| Jatobá | 8406.7 | 530 |

Além disso, em função da expectativa de redução dos custos de investimento de renováveis não convencionais e novas tecnologias considera-se uma evolução dos custos de fontes eólicas, solares e baterias ao longo dos anos de simulação, conforme indicado na Tabela 5, com base em premissas utilizadas pelo NREL [10]. A Figura 28 destaca a redução de CAPEX das fontes de 2019 a 2035.

Tabela 5: Premissas de evolução de custos de solares, eólicas e baterias no N1. Fonte: [10]

| Ano | Solar | | Eólica | | Baterias | |
|------|-----------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|
| | CAPEX [R\$/kWinst] | OPEX [R\$/kWano] | CAPEX [R\$/kWinst] | OPEX [R\$/kWano] | CAPEX [R\$/kWinst] | OPEX [R\$/kWano] |
| 2030 | 2865.9 | 188.3 | 4142.5 | 241.6 | 4716.1 | 243.7 |
| 2031 | 2808.3 | 184.5 | 4082.7 | 238.2 | 4599.4 | 237.6 |
| 2032 | 2750.6 | 180.8 | 4022.9 | 234.7 | 4482.7 | 231.6 |
| 2033 | 2693.0 | 177.0 | 3963.2 | 231.2 | 4366.0 | 225.6 |
| 2034 | 2635.3 | 173.2 | 3903.4 | 227.7 | 4249.3 | 219.5 |
| 2035 | 2577.7 | 169.4 | 3843.6 | 224.2 | 4132.5 | 213.5 |

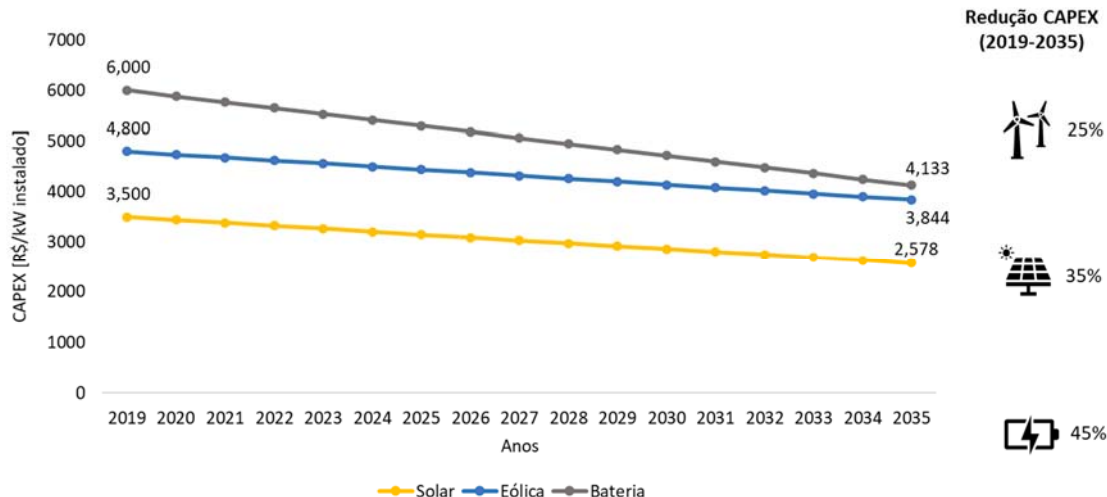


Figura 28 – Redução de CAPEX – 2019 a 2035 – Solar, Eólica e Baterias.

Adicionalmente, apresentam-se as premissas operativas para os candidatos de bateria centralizada na Tabela 6.

Tabela 6: Premissas operativas das baterias no N1. Fonte: [10]

| | |
|--------------------------------|-----|
| Eficiência de carga e descarga | 90% |
| Relação kWh/kW | 3 |

Com relação aos candidatos de interconexão, consideram-se os custos conforme indicado na Tabela 7.

Tabela 7: Premissas de candidatos de interconexão (Referência de custos - 2019). Fonte: [9]

| Interconexão | Custo [R\$/kW ano] | Vida útil [ano] |
|------------------------------------|--------------------|-----------------|
| Nordeste – Sudeste e Norte-Sul | 288 | 25 |
| Norte- Nordeste e Norte - Nordeste | 224 | |
| Sudeste - Sul | 128 | |

Uma vez obtida a base de dados energética realiza-se o planejamento da geração considerando os 10 cenários hidrológicos e de geração renovável. Em seguida, avalia-se a operação do sistema hidrotérmico brasileiro considerando 200 cenários sintéticos obtidos a partir de dados históricos de vazão. Para as renováveis não convencionais utilizam-se 200 cenários correlacionados aos de vazão obtidos através do TSL.

5.2.1.2 Caso Eletroenergético

Com o objetivo de realizar o planejamento da expansão da transmissão é importante elaborar a base de dados eletroenergética que se caracteriza por representar de forma detalhada o parque gerador e a rede de transmissão. De forma similar à base de dados de geração, as

informações de dados de transmissão são provenientes do PDE 2029, em formato *Anarede* (.pwf), disponibilizados no site da EPE³⁰.

A base de dados eletroenergética pode ser obtida através de três etapas.

- Etapa 1: Preparação do Caso Energético
- Etapa 2: Adequação do Caso Energético
- Etapa 3: Incorporação da Rede de Transmissão

Destaca-se que neste processo apenas se altera a modelagem do sistema, sem destruir informações ou dados.

A Etapa 1 de preparação do caso energético caracteriza-se pela conversão dos dados em formato *Newave* para o formato SDDP, descritos na seção anterior. A Etapa 2 de adequação do caso energético tem por objetivo compatibilizar as bases de dados para que a rede de transmissão possa ser acoplada. Nesse sentido, inicialmente busca-se identificar as usinas do caso energético que injetam energia em diferentes pontos da rede para que elas possam ser “desagregadas” e, então, conectadas nas barras do sistema. Essa “separação” das usinas é importante devido ao impacto do despacho dessas usinas nos fluxos da rede de transmissão. As usinas que são “separadas” e então, representadas em mais de duas barras no caso eletroenergético incluem UHE Mascarenhas de Moraes, UHE Santo Antônio, UHE Henry Borden, UHE Itaipu, Jupiá e UTE Juiz de Fora. Na Figura 29 ilustra-se a representação da usina UHE Mascarenhas de Moraes, cuja injeção de potência ao SIN é feita através de duas barras elétricas com níveis de tensões distintos. Isso significa que, caso a modelagem da usina fosse mantida de acordo com a base de dados energética, utilizar-se-ia apenas a modelagem de uma usina injetando potência em apenas um tronco de transmissão, o que não equivale à operação real do sistema.

³⁰ A base de dados de transmissão para simulações elétricas do SIN é disponibilizada no site da EPE através do link: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin>

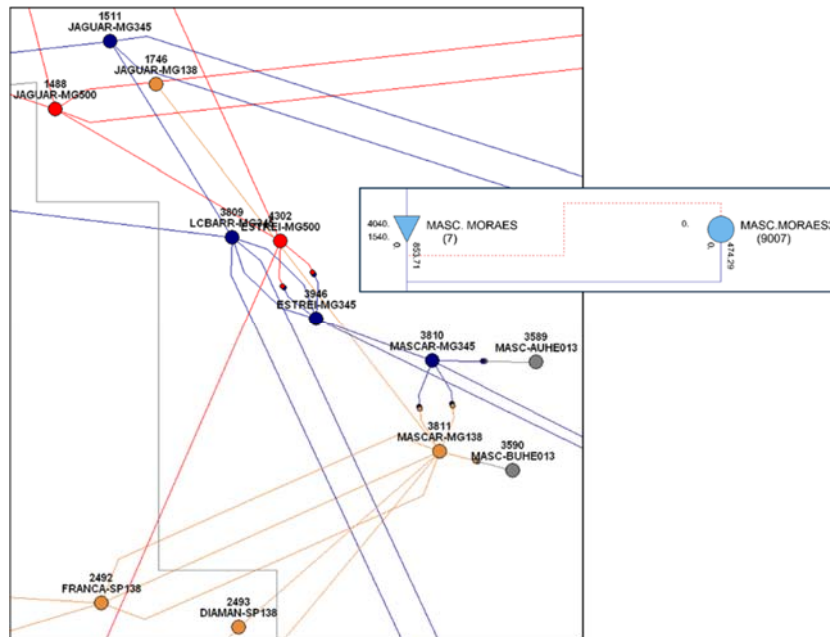


Figura 29 – Exemplo de modelagem de usinas com injeção de potência em diferentes barras elétricas do sistema.

Nessa segunda etapa, também é realizada a desagregação dos “blocos” de usinas renováveis, buscando-se identificar as usinas de cada tipo (eólica, biomassa, solar etc.), as subestações onde estão localizadas para que possam ser associadas a barras do sistema.

Acrescenta-se ainda que nesta etapa busca-se identificar os consumidores que apresentam uma taxa de crescimento distinta das outras cargas do sistema, nomeados de *consumidores especiais*. Esse tratamento é importante pois caso o crescimento destes consumidores seja tratado de forma conjunta com a das outras cargas, pode-se estimar um crescimento de carga maior (ou menor) na região e que não seja condizente com a operação real do sistema e, em consequência, altere a distribuição dos fluxos na rede elétrica e inclusive impactar nas análises de expansão da infraestrutura de transmissão.

Em seguida, inicia-se o processo de associação das barras da Base de Dados de Transmissão (em formato .pwf) aos sistemas e a associação dos geradores nas barras, além da distribuição de carga entre as barras do sistema. Assim, é possível incorporar os circuitos (aéreos e subterrâneos) e restrições de fluxo para obter a Base de Dados Eletroenergética.

- **Candidatos a Expansão de Transmissão**

No planejamento da expansão da rede de transmissão no N1 consideram-se como candidatos de circuitos a duplicação de circuitos existentes. Em outras palavras, são definidos como candidatos circuitos paralelos aos existentes, não definindo entre os candidatos linhas com nova “barra de” ou “barra para”.

Com o objetivo de se definir os custos de investimento em infraestrutura de rede, considera-se a seguinte metodologia. Destaca-se que neste procedimento são considerados não somente custos de equipamentos, mas também custos de *bay* de conexão, proteção e equipamentos de controle.

- Passo 1: Define-se o nível de tensão do circuito candidato, resistência (R%), reatância (X%) e frequência natural.
- Passo 2: A partir de parâmetros técnicos de diferentes tipos de condutores (exemplo: MCM, GMR - raio médio geométrico do condutor) é possível estimar as grandezas R%/km, X%/km e ampacidade máxima.
- Passo 3: Assume-se uma configuração de números de condutores por fase e distância entre fases.
- Passo 4: Para cada tipo de condutor e configuração de linha, estima-se o comprimento de linha considerando os valores originais de resistência e reatância.
- Passo 5: Escolhe-se o tipo de condutor e configuração de linha que minimiza o erro do comprimento estimado através da reatância e o comprimento estimado através da resistência.
- Passo 6: Considerando-se essas informações e características da linha estimam-se os custos de investimento considerando informações do banco de preços da ANEEL [12].
- Passo 7: Para transformadores se utilizam curvas não lineares que relacionam o custo estimado com a capacidade de transformação entre dois níveis de tensão (barra de/barra para). Essas curvas são obtidas através de banco de preços de ativos de transmissão, como o banco da ANEEL.

Assim, considerando-se a base de dados eletroenergética e os candidatos à expansão realiza-se o planejamento da transmissão. Com o objetivo de avaliar a necessidade de reforços de rede, neste estudo de caso são considerados 10 cenários operativos selecionados através do método de clusterização *k-means* a partir dos 200 cenários. Esses mesmos 10 cenários serão utilizados no planejamento do N2/N3.

5.2.2 Acoplamento N1-N2/N3

O modelo proposto de planejamento caracteriza-se por ser hierárquico e integrado. Dessa forma, informações econômicas resultantes do planejamento de um nível servem de “*input*” para análise de níveis seguintes. Conforme ilustrado na Figura 7, o acoplamento dos níveis N1 e N2/N3 ocorre através das barras de fronteira por meio do Custo Marginal de Operação (CMO) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

O CMO horário nas barras de fronteira, em cada estágio e cenário, resultante da simulação no N1 é usado como dado de entrada para as análises do N2³¹. A TUST, em contrapartida, é utilizada com um *proxy* de custos de investimentos na rede de transmissão feitos no N1 e deve ser calculada utilizando-se metodologias de alocação de custos.

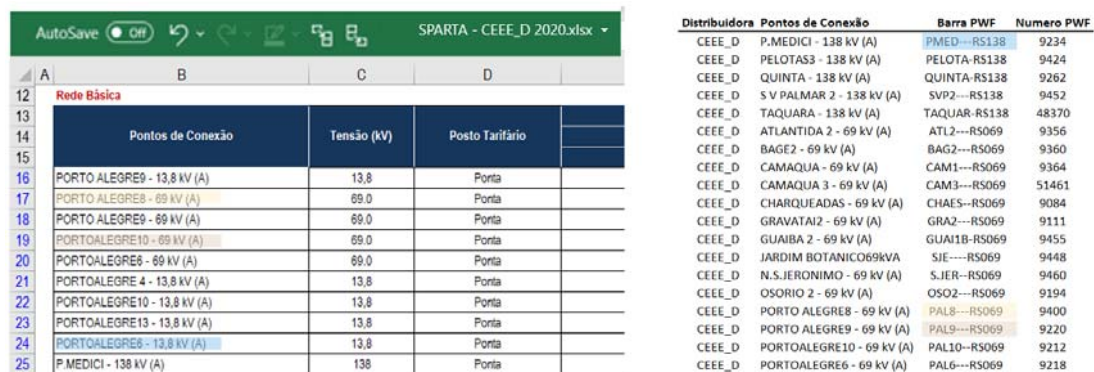
³¹ Neste estudo de caso utiliza-se no acoplamento N1-N2/N3 o CMO *horário* do caso energético. Porém, destaca-se que, conforme apresentado na metodologia, poder-se-ia utilizar o CMO horário resultante da simulação com rede de transmissão (caso eletroenergético). Adota-se o CMO horário energético por simplificação, mas, ressalta-se que não há prejuízo no uso do CMO resultante do caso energético especialmente porque após a expansão da transmissão os congestionamentos na rede tendem a ser resolvidos com os reforços na rede de forma a não ter diferenças significativas entre custos marginais de operação de barras vizinhas.

Nesse sentido, para o acoplamento dos níveis N1-N2/N3, em termos de confecção de bases de dados, é necessário identificar as barras de fronteira entre os níveis N1-N2/N3 e, além disso, calcular a TUST nas barras de fronteiras no horizonte de estudo.

5.2.2.1 Barras de Fronteira

Para a identificação das barras do caso eletroenergético que correspondem às barras de fronteiras entre a rede Básica e a rede de distribuição, pode-se utilizar como base auxiliar a planilha SPARTA³² (Sistema para Processos Automatizados de Revisões/Reajustes Tarifários) disponibilizada no site da ANEEL para cada distribuidora. Esta planilha contém uma série de informações das distribuidoras e inclui os pontos de conexão (por nível de tensão) e informação do MUST contratado em cada um desses pontos. Através do nome da barra indicada na planilha SPARTA, pode-se buscar a barra correspondente no caso eletroenergético.

A Figura 30 ilustra para a distribuidora CEEE o processo de identificação das barras de fronteiras no .pwf com auxílio da planilha SPARTA.



| Distribuidora | Pontos de Conexão | Tensão (kV) | Posto Tarifário | Distribuidora | Pontos de Conexão | Barra PWF | Numero PWF |
|---------------|----------------------------|-------------|-----------------|---------------|----------------------------|---------------|------------|
| CEEE_D | P.MEDICI - 138 kV (A) | 138 | Posta | CEEE_D | P.MEDICI - 138 kV (A) | PMED---RS138 | 9234 |
| CEEE_D | PELOTAS3 - 138 kV (A) | 138 | Posta | CEEE_D | PELOTAS3 - 138 kV (A) | PELOTA-RS138 | 9424 |
| CEEE_D | QUINTA - 138 kV (A) | 138 | Posta | CEEE_D | QUINTA - 138 kV (A) | QUINTA-RS138 | 9262 |
| CEEE_D | S V PALMAR 2 - 138 kV (A) | 138 | Posta | CEEE_D | S V PALMAR 2 - 138 kV (A) | SVP2---RS138 | 9452 |
| CEEE_D | TAQUARA - 138 kV (A) | 138 | Posta | CEEE_D | TAQUARA - 138 kV (A) | TAQUAR-RS138 | 48370 |
| CEEE_D | ATLANTIDA 2 - 69 kV (A) | 69,0 | Posta | CEEE_D | ATLANTIDA 2 - 69 kV (A) | ATL2---RS069 | 9356 |
| CEEE_D | BAGE2 - 69 kV (A) | 69,0 | Posta | CEEE_D | BAGE2 - 69 kV (A) | BAG2---RS069 | 9360 |
| CEEE_D | CAMAQUA - 69 kV (A) | 69,0 | Posta | CEEE_D | CAMAQUA - 69 kV (A) | CAM1---RS069 | 9364 |
| CEEE_D | CAMAQUA 3 - 69 kV (A) | 69,0 | Posta | CEEE_D | CAMAQUA 3 - 69 kV (A) | CAM3---RS069 | 51461 |
| CEEE_D | CHARQUEADAS - 69 kV (A) | 69,0 | Posta | CEEE_D | CHARQUEADAS - 69 kV (A) | CHAE5---RS069 | 9084 |
| CEEE_D | GRAVATAI2 - 69 kV (A) | 69,0 | Posta | CEEE_D | GRAVATAI2 - 69 kV (A) | GRA2---RS069 | 9111 |
| CEEE_D | GUAIABA 2 - 69 kV (A) | 69,0 | Posta | CEEE_D | GUAIABA 2 - 69 kV (A) | GUAI1B-RS069 | 9455 |
| CEEE_D | JARDIM BOTANICO69kVA | 69,0 | Posta | CEEE_D | JARDIM BOTANICO69kVA | SJE---RS069 | 9448 |
| CEEE_D | N.S.JERONIMO - 69 kV (A) | 69,0 | Posta | CEEE_D | N.S.JERONIMO - 69 kV (A) | S.JER---RS069 | 9460 |
| CEEE_D | OSORIO 2 - 69 kV (A) | 69,0 | Posta | CEEE_D | OSORIO 2 - 69 kV (A) | OSO2---RS069 | 9194 |
| CEEE_D | PORTO ALEGRE8 - 69 kV (A) | 69,0 | Posta | CEEE_D | PORTO ALEGRE8 - 69 kV (A) | PAL8---RS069 | 9400 |
| CEEE_D | PORTO ALEGRE9 - 69 kV (A) | 69,0 | Posta | CEEE_D | PORTO ALEGRE9 - 69 kV (A) | PAL9---RS069 | 9220 |
| CEEE_D | PORTO ALEGRE10 - 69 kV (A) | 69,0 | Posta | CEEE_D | PORTO ALEGRE10 - 69 kV (A) | PAL10---RS069 | 9212 |
| CEEE_D | PORTO ALEGRE6 - 69 kV (A) | 69,0 | Posta | CEEE_D | PORTO ALEGRE6 - 69 kV (A) | PAL6---RS069 | 9218 |

Figura 30 – Exemplo de representação das barras de fronteira N1-N2/N3.

Assim, através deste procedimento, obtém-se para as trinta e quatro distribuidoras simuladas as barras de fronteira entre o N1 e N2/N3. Tabela 8 indica a quantidade de barras de fronteiras obtidas para cada distribuidora estudada.

Tabela 8: Quantidade de Barras de Fronteira nas distribuidoras simuladas no Estudo de Caso.

| Distribuidora | Quantidade de Barra de Fronteira | Distribuidora | Quantidade de Barra de Fronteira |
|---------------|----------------------------------|---------------|----------------------------------|
| ENGI_MG | 1 | EQTL_PI | 14 |
| ENGI_AC | 2 | ENGI_MT | 18 |
| AME | 4 | CPFL_SCRUZ | 20 |
| CEB | 4 | ENEL_SP | 20 |
| ENGI_SE | 6 | EQTL_PA | 20 |
| ENGI_TO | 6 | CELESC | 21 |

³² Acesso às planilhas SPARTA: <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>

| | | | |
|------------|----|---------------|-----|
| EDP_ES | 7 | NEOE_PE | 23 |
| ENGI_PB | 7 | ENEL_GO | 26 |
| ENEL_RJ | 8 | CEEE | 28 |
| EQTL_AL | 8 | EDP_SP | 30 |
| ENGI_RO | 10 | ENGI_SSE | 30 |
| EQTL_MA | 10 | CEMIG | 33 |
| LIGHT | 10 | NEOE_BA | 41 |
| NEOE_RN | 11 | COPEL | 50 |
| ENEL_CE | 12 | CPFL_Paulista | 50 |
| ENGI_MS | 12 | CPFL_RGE | 56 |
| CPFL_PIRAT | 14 | NEOE_SP | 126 |

5.2.2.2 TUST nas Barras de Fronteira

Com o objetivo de considerar um método com sinal locacional mais adequado no cálculo da TUST, usado *como* proxy de componente adicional de investimentos em transmissão, neste estudo de caso serão utilizados os valores de TUST resultantes da Metodologia Nodal-Alternativa 2 discutida no âmbito da Consulta Pública 04/2018. Em comparação à metodologia Nodal hoje aplicada no Brasil, na Alternativa 2 substitui-se a utilização do cenário de despacho proporcional por subsistema pelo despacho proporcional Brasil, conforme apresentado em [11], e resulta em sinais locacionais mais fortes entre as regiões do Brasil.

Neste sentido, considerando-se a base de dados da ANEEL homologada em julho de 2020, elaborada com base no PDE 2029, calcula-se com base nos dados do último ano (2029) os valores da TUST³³ para cada barra de fronteira N1-N2/N3. A TUST é composta de duas parcelas denominadas de parcela locacional e parcela selo. A parcela locacional varia por barra do sistema, mas por não ser suficiente para recuperar integralmente a receita das transmissoras, denominada de Receita Anual Permitida, o montante faltante (RAP – parcela locacional) é pago via parcela selo. Dessa forma, a parcela selo depende do montante da receita (RAP) não recuperado via parcela locacional e é rateada por todos os usuários do sistema.

Como o horizonte do estudo de caso é de 2030 a 2035 é preciso estimar uma projeção da TUST para cada barra de fronteira, em cada ano. Assume-se a premissa que somente a componente selo irá crescer e que a componente locacional da TUST em cada barra de fronteira se manterá no valor calculado para 2029 (último ano com dados oficiais disponíveis).

Uma vez que a base de pagantes da TUST dos consumidores é o total de MW que existe no sistema para ratear a RAP, considerando-se o resultado da expansão da rede de transmissão

³³ Base de Dados - TUST: A última base de dados disponível para cálculo da TUST pode ser obtida em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20202748_base_de_dados.zip

resultante do N1 e a projeção de crescimento da demanda do SIN, estima-se o crescimento da parcela selo através da receita das transmissoras e dos pagantes do sistema. Assim, para cada ano, calcula-se uma taxa de crescimento $RAP/MUST_c$, sendo $MUST_c$ o Montante de Uso do Sistema de Transmissão dos consumidores, que é aplicada sobre a parcela selo. A Figura 31 ilustra o processo de obtenção da $TUST_c$ para cada ano a e barra de fronteira.

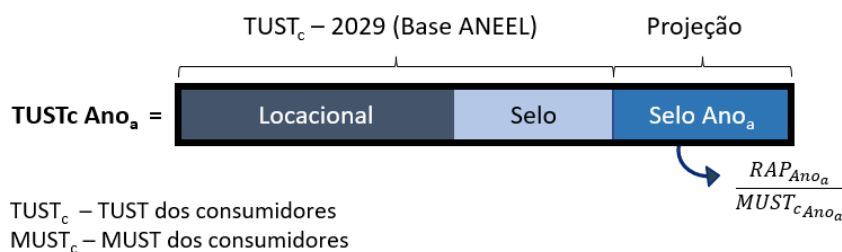


Figura 31 – Projeção da Anual da TUST consumo nas barras de fronteira do N1- N2/N3.

5.2.2.3 MUST nas Barras de Fronteira

Com objetivo de limitar a importação nas barras de fronteiras, adotou-se o *proxy* do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratado em cada barra. O objetivo desse limite é se aproximar à realidade da operação do sistema em que todas as barras de fronteira são utilizadas em algum momento para a importação/exportação de energia da distribuidora e caso, o limite não houvesse, o modelo poderia decidir investir na importação de uma única barra de fronteira nos casos em que todas as barras de fronteira possuem o mesmo custo de importação (Custo marginal de operação e TUST).

O valor do MUST contratado em cada barra de fronteira da distribuidora é disponibilizado na planilha Sparta, a mesma utilizada para identificar as barras de fronteira. Nesta planilha, o MUST contratado refere-se ao ano de elaboração desta planilha, isto é, ao ano de 2020. Dessa forma, como o horizonte de análise é de 2030 a 2035, é necessário estimar uma projeção deste MUST contratado. Para isso, utilizou-se uma taxa de crescimento anual de 10%. Esse valor percentual equivale ao limite regulatório conforme Art 3º da REN 666/2015 do aumento anual de forma não onerosa do MUST contratado em cada barra de fronteira pela distribuidora. É válido destacar que as barras de fronteira devem ser capazes de atender toda a demanda das distribuidoras ao longo do horizonte de estudo. Dessa forma, o modelo de expansão e operação não poderá dar déficit por falta de recurso para atendimento da demanda. Neste caso, é importante averiguar se a taxa de crescimento anual de 10% foi o suficiente para gerar barras de fronteiras que conseguem atender a demanda da distribuidora. Em caso negativo, essa taxa pode ser amplificada para garantir a presença de recurso para atendimento da demanda.

As Figura 32 e Figura 33 ilustram, respectivamente, as capacidades de importação de energia através das barras de fronteira, em GW, para cada distribuidora nos anos de 2030 e 2035.

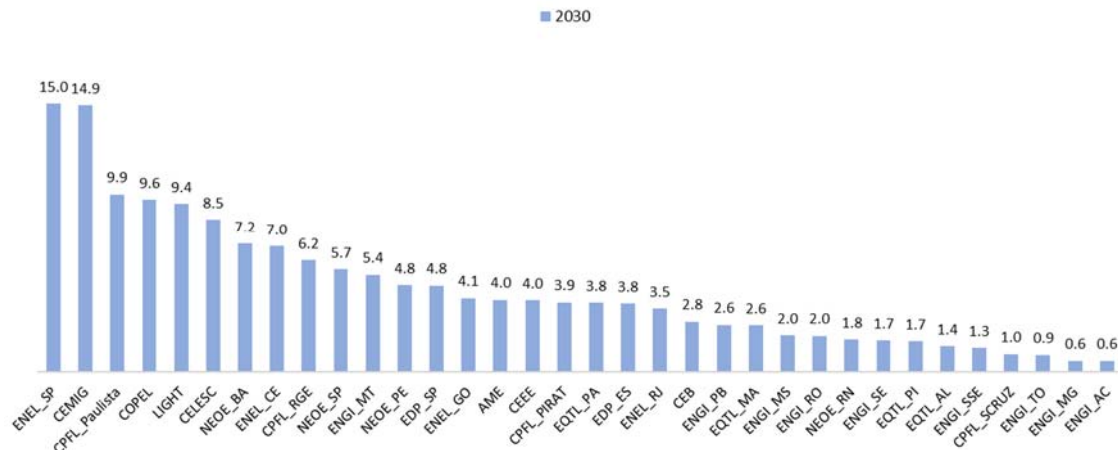


Figura 32 – MUST nas barras de fronteiras das distribuidoras em 2030, em GW.

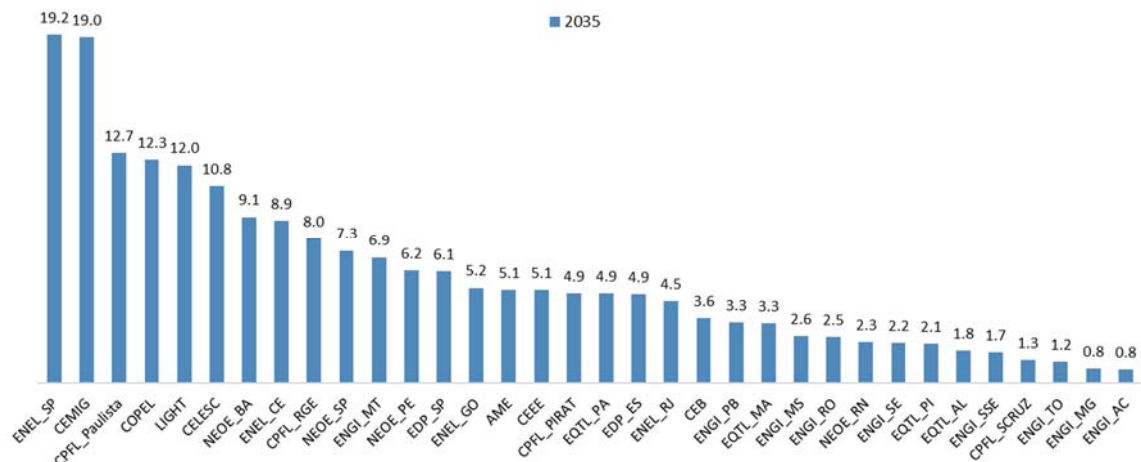


Figura 33 – MUST nas barras de fronteiras das distribuidoras em 2035, em GW.

5.2.3 Sistema no N2/N3

Para avaliar a configuração existente e necessidade de longo prazo da distribuidora é preciso conhecer a topologia da rede, os geradores existentes e sua alocação na rede, além de característica dos candidatos à expansão.

5.2.3.1 Representação da Rede N2/N3

- Rede elétrica no N2

Conforme mencionado no Capítulo 4, seção 4.3.2, em função das adequações de dados na rede do N2 na BDGD para as simulações, sugere-se utilizar os dados em formato .pwf do PDE. No estudo de caso deste projeto será utilizada a rede de alta tensão da distribuidora obtida do .pwf do PDE para modelar duas distribuidoras do Brasil que são EDP São Paulo e Celesc³⁴. Para as demais serão utilizadas apenas uma abordagem simplificada que consiste em modelar

³⁴ Os resultados para rede elétrica detalhada no N2 serão apresentados no relatório final.

a rede como um nó único para que seja possível “ultrapassar” as questões e inconsistências nas redes de alta tensão da distribuidora e/ou problemas de disponibilização de dados não públicos.

Ressalta-se que embora seja uma representação simplificada, sem representação detalhada da rede e sem contemplar perdas explícitas³⁵, esta representação ainda permite avaliar a inserção de REDs no N2. Uma representação mesmo que simplificada é importante para permitir verificar a presença de REDs impactam o N1 e o planejamento centralizado do SIN.

Com o objetivo de tornar mais claro as *abordagens detalhada e simplificada*, a Figura 34 apresenta uma rede de distribuição hipotética e ilustrativa. Na Figura 35, em amarelo se indica a parte da rede correspondente ao N2 e, em azul, a parte que corresponde ao N3.

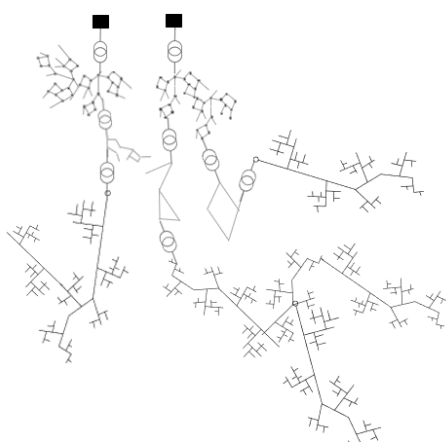


Figura 34 – Rede Hipotética de uma Distribuidora.

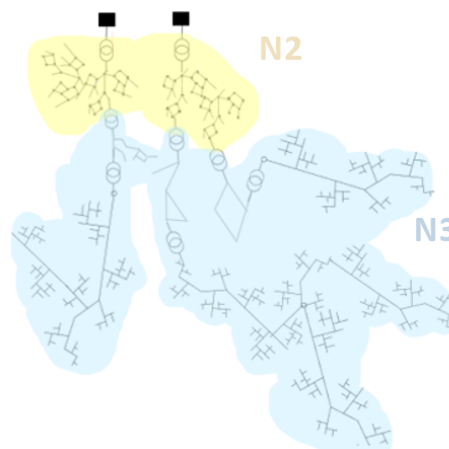


Figura 35 – Indicação dos níveis N2 e N3 para a rede hipotética da distribuidora.

Na abordagem detalhada, considera-se integralmente a rede de alta tensão da distribuidora, contemplando, portanto, a representação das perdas explícitas. Além disso, no planejamento da expansão são definidos candidatos de REDs alocados em diferentes barras da rede da distribuidora. Em contrapartida, na abordagem simplificada, a rede é modelada como nó único, representando as perdas de forma implícita (junto à demanda), porém consideram-se candidatos de REDs na barra única da rede. A Figura 36 ilustra para esta rede de distribuição hipotética, as duas abordagens.

³⁵ “Perdas explícitas” corresponde a calcular as perdas considerando os parâmetros da rede e fluxo de potência. Então, em um fluxo de modelo DC, por exemplo, as “perdas explícitas” correspondem a considerar resistência x perdas². A representação de “perdas implícitas” corresponde a definir *ex-ante* as perdas que são acrescidas na demanda do sistema. As perdas implícitas são definidas considerando as perdas regulatórias indicadas nos documentos de revisão tarifária das distribuidoras, que pode ser obtido em <https://www.aneel.gov.br/resultados-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>.

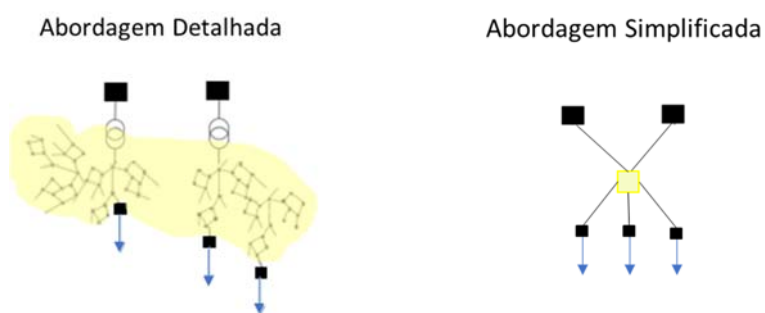


Figura 36 – Ilustração de abordagem detalhada e simplificada no N2.

É válido destacar que nas duas abordagens utilizam-se os mesmos pontos de acoplamento (ou barras de conexão) do N2/N3 com o N1, indicados na Figura 36 por ■. A diferença entre as duas abordagens reside na representação da rede de alta tensão da distribuidora.

Para obter a topologia da rede de alta tensão da distribuidora, são utilizadas informações públicas da rede de transmissão do Brasil que possuem a representação do nível de alta tensão das distribuidoras. Nesse sentido, utilizam-se as redes fornecidas pela EPE, através do PDE (Plano Decenal de Energia) e das redes do ONS, através do PAR (Plano de Ampliação e Reforços). Em ambos os casos, essas redes são no formato PWF, utilizado nos softwares do CEPEL e que também podem ser lidos no software da PSR de análise de redes, *Netplan*.

Como essas redes, em formato pwf, incorporam a rede de transmissão e a rede de outras distribuidoras, o primeiro passo consiste em identificar quais barras correspondem a rede da distribuidora de interesse. O Anexo 1 descreve em detalhes o procedimento para obtenção e preparação da rede detalhada do N2.

- **Rede elétrica no N3**

Conforme apresentado no Capítulo 4, propõe-se representar os alimentadores detalhados da rede de Média e Baixa Tensão da Distribuidora através de alimentadores equivalentes que podem ser obtidos através de metodologia detalhada na seção 4.3.2.2. Os dados dos alimentadores detalhados, parâmetros da rede e cargas nos alimentadores são obtidos para cada distribuidora através da BDGD³⁶. Destaca-se que o número total de alimentadores típicos da distribuidora é mantido nesta metodologia, embora o número de barras por alimentador reduza.

Entretanto, no tratamento dos dados da BDGD para obtenção de alimentadores equivalentes observou-se que para várias distribuidoras existem dados de alimentadores, equipamentos e/ou consumidores com inconsistências. Por exemplo, existem dados de consumidores eletricamente ilhados, ou seja, que não estão conectados a nenhuma barra da distribuidora; condutores sem dados de resistência ou reatância definidos; erros de referência e relacionamento entre tabelas de dados; valores controversos de capacidade instalada, potência

³⁶ O acesso à BDGD deve ser solicitado à Aneel por meio do Portal de Transparência: <https://esic.cgu.gov.br/migrando.html>

nominal, característica de condutores; etc. Dependendo da inconsistência observada nos alimentadores, algumas premissas foram adotadas. Por exemplo, no caso de alimentadores com cargas ilhadas, como não era conhecida a alocação destes consumidores, assumiu-se que estariam conectados na subestação. Então, caso houvesse consumidores ilhados no caso exemplo de 4 Barras indicado na Figura 20, seção 4.3.2.2, eles seriam localizados na subestação, conforme indicado na Figura 37.

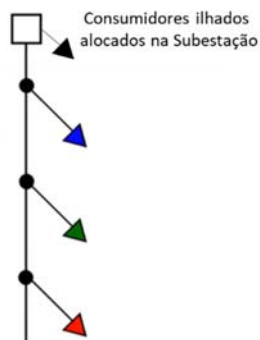


Figura 37 – Premissa de alocação no caso de consumidores eletricamente ilhados.

Entretanto, se a porcentagem de consumidores ilhados em relação ao total de demanda da distribuidora for muito elevada, grande parte da carga não será alocada corretamente ao longo dos alimentadores. Em consequência não será possível obter um resultado coerente para o fluxo de potência da distribuidora e nem uma expansão verossímil com representação detalhada da rede e perdas.

Assim, dependendo das inconsistências e erros identificados nos dados das redes das distribuidoras da BDGD sugere-se adotar uma análise simplificada para a rede do N3. Caso as fragilidades nas bases da BDGD sejam relativas aos parâmetros da rede e dados de condutores e condutores eletricamente ilhados, sugere-se adotar a abordagem similar à rede simplificada no N2, em que a rede no N3 é representada por um único nó. Destaca-se que embora não seja possível contemplar as perdas de forma explícita, nesta representação simplificada ainda é possível avaliar a inserção de REDs no N3 e, portanto, verificar impactos da presença de REDs no N1 e planejamento centralizado do SIN.

A Tabela 9 indica as distribuidoras para as quais no estudo de caso foram adotadas no N3 a representação detalhada (com alimentadores equivalentes, 4 barras e representação de perdas explícitas no planejamento da expansão) e representação simplificada (nó único e perdas implícitas).

Tabela 9: Representação da Rede das Distribuidoras no N3 no Estudo de Caso.

| Representação Detalhada | | Representação Simplificada |
|-------------------------|---------|----------------------------|
| CEB | ENGI TO | CPFL Piratininga |
| CEEE | EQTL AL | CPFL Paulista |
| EDP SP | EQTL MA | CPFL RGE |
| EDP ES | EQTL PI | CPFL Santa Cruz |
| ENEL CE | EQTL PA | Engi MS |

| | | |
|----------|---------|-----------|
| ENEL GO | NEO RN | Copel |
| ENEL RJ | AME | Engi RO |
| ENGI MG | Light | Engi Acre |
| ENGI MT | NEOE_PE | ENEL SP |
| ENGI PB | CELESC | CEMIG * |
| ENGI SE | NEOE SP | NEOE_BA * |
| ENGI SSE | | |

* essas distribuidoras não possuem inconsistências nas bases de dados da BDGD. Porém, no estudo de caso utilizou-se a representação simplificada em função do tempo de solução para o planejamento da expansão.

Para as distribuidoras em que é possível definir alimentadores equivalentes, indica-se na Tabela 10 o número de barras, circuitos e alimentadores.

Tabela 10: Quantidade de barras, circuitos e alimentadores nas distribuidoras com alimentadores equivalentes.

| Distribuidora | Barra [-] | Alimentador [-] | Circuito [-] | Distribuidora | Barra [-] | Alimentador [-] | Circuito [-] |
|---------------|-----------|-----------------|--------------|---------------|-----------|-----------------|--------------|
| OE_AM | 686 | 155 | 607 | ENGI-PB | 1450 | 340 | 1098 |
| NEOE-SP | 3022 | 701 | 2881 | ENGI-MT | 2245 | 540 | 1656 |
| NEOE-RN | 1247 | 296 | 1178 | ENGI-MG | 697 | 163 | 530 |
| NEOE-PE | 3219 | 766 | 3067 | ENEL-RJ | 2177 | 527 | 2083 |
| NEOE-BA | 5949 | 1392 | 5582 | ENEL-GO | 2277 | 541 | 2104 |
| LIGHT | 4571 | 1107 | 3643 | ENEL-CE | 2161 | 510 | 2043 |
| EQTL-PI | 1254 | 287 | 1160 | EDP-SP | 1587 | 381 | 1528 |
| EQTL-PA | 2127 | 511 | 2037 | EDP-ES | 1297 | 311 | 1235 |
| EQTL-MA | 2165 | 516 | 2059 | CEMIG | 7270 | 1738 | 6778 |
| EQTL-AL | 834 | 197 | 790 | CELESC | 3230 | 767 | 3103 |
| ENGI-TO | 845 | 191 | 621 | CEB-D | 1373 | 316 | 1332 |
| ENGI-SSE | 1034 | 241 | 794 | CEEE | 1856 | 448 | 1787 |
| ENGI-SE | 607 | 139 | 449 | - | - | - | - |

5.2.3.2 Representação dos REDs

Na base de dados do sistema N2/N3 devem ser representados os REDs existentes e, além disso, os candidatos a expansão no horizonte de estudo (2030 a 2035). Dessa forma, é importante levantar a informação dos REDs existentes e sua localização na rede de distribuição e, além disso, definir parâmetros para os candidatos a expansão que incluem Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) local e remota, eólica, biogás, Centrais Geradoras Hidroelétricas (CGH) e baterias. Destaca-se ainda que Veículos Elétricos (VE) são contemplados entre os REDs no estudo, porém para eles considera-se no estudo de caso uma expansão exógena.

Esta seção tem por objetivo detalhar o procedimento de levantamento de informação de REDs existentes e alocação nos alimentadores equivalentes, definição de parâmetros e candidatos de REDs no modelo de expansão, incluindo a expansão exógena de VE por distribuidora considerada no estudo de caso.

- REDs Existentes

Com o objetivo de realizar o levantamento e alocação dos REDs nos alimentadores equivalentes na base de dados são utilizadas informações disponibilizadas pela EPE e ANEEL. Nesse sentido, se utiliza a projeção da EPE de REDs até 2029 indicada no PDE 2029, uma planilha fornecida à PSR e EPE pela ANEEL e, além disso, informações públicas da base de dados do SISGD [13]. A planilha enviada pela ANEEL contém informação dos geradores existentes internos a distribuidora em nível de tensão inferior a 138 kV e que possuem Contrato de Uso de Sistema de Distribuição (CUSD) assinados com respectivas potências instaladas.

Os dados disponibilizados pelo SISGD contém para cada distribuidora diversas informações a respeito de geração distribuída instalada por distribuidora, como por exemplo, a tecnologia da GD (eólica, fotovoltaica, CGH etc.), potência instalada, município onde está localizada, além de informação do consumidor que instala a GD e seu grupo de tensão.

Assim, a informação contida na planilha enviada pela ANEEL auxilia no levantamento e alocação de GD existente na rede do N2³⁷, enquanto os dados do SISGD contemplam informação predominantemente relativas a GDs localizadas nas redes de MT/BT³⁸, sendo então utilizadas para distribuição de GD existente no N3.

Além de informações como a tecnologia da GD, potência instalada e grupo de tensão do consumidor que instala a GD, para alguns recursos distribuídos é indicado a subestação à qual o consumidor se conecta. Porém, nem todas as subestações do SISGD indicadas são encontradas na camada da BDGD com as subestações na AT e AT/MT da distribuidora.

Assim, para o levantamento e alocação dos REDs existentes que constam no PowerBi se extrai primeiramente os dados do SISGD da ANEEL e as subestações na AT e AT/MT na BDGD e, em seguida, se associam as subestações com GD existente do SISGD às da BDGD. No caso de existir GD sem subestação indicada e/ou subestação com GD não encontrada na BDGD, as GDs devem ser alocadas a outra subestação da AT (ou AT/MT) da BDGD para que o total de GD da base existente da ANEEL seja mantido.

No caso de GD sem subestação indicada no PowerBi da Aneel ou cuja subestação não é encontrada na BDGD adota-se a premissa que GDFV deve ser alocada em subestação (com correspondência na BDGD) na qual exista GDFV instalada em consumidor do mesmo grupo de tensão. Para outras fontes (por exemplo eólica, CGH, UTE), poder-se-ia adotar o mesmo critério. Porém, com objetivo de contemplar a informação da disponibilidade locacional do recurso primário, incluiu-se o dado de município da GD (indicada no SISGD) para a definição da subestação do alimentador equivalente.

³⁷ No Anexo 2 é detalhado o processo de alocação de geradores internos da distribuidora na rede de AT (N2)

³⁸ No SISGD existem também informações de GDs em unidades consumidoras do grupo A.

Para ilustrar essa etapa, suponha por exemplo, que na planilha do SISGD da ANEEL existam as GD indicadas na Tabela 11 para uma distribuidora hipotética e que as subestações da ANEEL sejam associadas às da BDGD conforme indicado na última coluna da Tabela 11.

Tabela 11: Exemplo REDs Existente – Levantamento de Dados e Alocação AT.

| Tipo de GD | Grupo de Tensão | SE | Potência (kW) | Município | Correspondência ANEEL → BDGD |
|------------|-----------------|--------|---------------|-----------|------------------------------|
| FV | B1 | SE1 | 5.0 | MI | SE 1 → SEA |
| FV | B1 | Não há | 2.0 | MI | - |
| FV | A4 | SE2 | 4.0 | MIII | SE 2 → SEB |
| PCH | B3 | Não há | 1.0 | MIII | - |

É possível observar neste exemplo que na 2ª e 4ª linha da Tabela 11 existem uma GDFV e PCH instaladas em consumidores do grupo B1 e B3, respectivamente, mas cujas subestações de conexão não são informadas, não podendo a princípio, serem associadas a nenhuma subestação da BDGD (última coluna da Tabela). Dessa forma, essas GDs precisam ser alocadas em outras subestações da distribuidora. Neste exemplo, existem outras duas subestações e como ambas (SE1 e SE2) são encontradas na BDGD (SE1 corresponde na BDGD à SEA e SE2 à SEB), a GDFV e PCH na 2ª e 4ª linha podem ser associadas a SE1 ou SE2.

Considerando-se as premissas adotadas, a GDFV é alocada na SE1 já que nesta subestação existe consumidor do mesmo grupo (B1) com GDFV instalada. Observa-se da tabela que a PCH se localiza no município MIII, o que indica que há disponibilidade do recurso primário (água) e que há um possível potencial na região. Dessa forma, de acordo com a premissa adotada, a PCH é alocada na SE2 que por estar localizada no município MIII. Assim, todo o montante de GD existente (12.0 kW) é representado na AT do alimentador equivalente com 4 barras, conforme indicado na Figura 38.

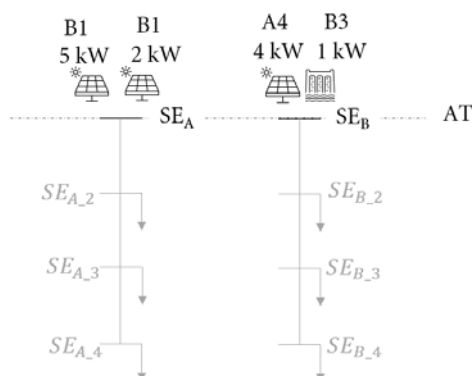


Figura 38 – Exemplo– Associação REDs na AT dos Alimentadores Equivalentes.

Em seguida, é preciso “desagregar” a potência instalada de GDs das “subestações” do alimentador reduzido ao longo das barras do alimentador equivalente. No caso das GDFV assume-se a simplificação de que todas são PV locais, isto é, instaladas em telhados e, portanto, a alocação deve ser feita considerando-se a informação do grupo de tensão da GD e classe de demanda em cada barra. Em outras palavras, GDFV em grupo de tensão B1 deve ser, sempre que possível, alocada nas barras da MT e BT do alimentador equivalente que possuam

demanda do tipo B1. Além disso, para GDFV, considera-se o fator de demanda por classe nas barras para distribuir as GDs nas barras do alimentador equivalente. Para os demais recursos distribuídos, a divisão da potência instalada de GD ao longo das barras do alimentador reduzido é feita igualmente entre as barras.

Para ilustração, considere as GDs da Tabela 11 e que o fator de distribuição de demanda nos alimentadores equivalentes seja conforme indicado na Tabela 12.

Tabela 12: Exemplo– Distribuição de Demanda nas Barras do Alimentador Equivalente.

| Barras de MT/BT do Alimentador Equivalente | B1 | B3 | A4 |
|--|-----|-----|-----|
| SE_{A_2} | 42% | 18% | 50% |
| SE_{A_3} | 38% | 45% | 27% |
| SE_{A_4} | 20% | 36% | 23% |
| SE_{B_2} | 27% | 29% | 38% |
| SE_{B_3} | 28% | 41% | 36% |
| SE_{B_4} | 45% | 29% | 26% |

No primeiro alimentador equivalente as GDs são do tipo FV, no grupo B1 e, assim, a desagregação dos 7 kW é feita em proporção ao fator de demanda nas barras. No segundo alimentador, a GDFV do tipo A4 é dividida nas três barras em proporção ao fator de demanda enquanto a GD PCH tem a capacidade instalada dividida igualmente entre as três barras, resultando assim, na alocação das GDs nos alimentadores equivalentes da distribuidora hipotética conforme indicado na Figura 39.

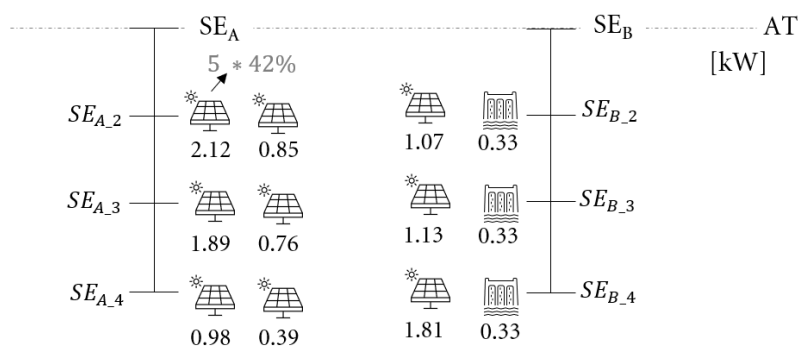


Figura 39 – Exemplo– Associação REDs MT/BT dos Alimentadores Equivalentes.

Destaca-se ainda que no caso de GD existentes indicadas no SISGD em grupos de tensão A2 e A3, esses recursos são alocados na rede de alta tensão da distribuidora (A2).

Assim, para as GDs indicadas pela ANEEL no PowerBi é possível alocar nos alimentadores equivalentes do N2/N3. Porém, é válido lembrar que o ano inicial do horizonte de estudo do planejamento da expansão é 2030 e, portanto, a base de dados do estudo deve contemplar os recursos distribuídos até 2030. Dessa forma, para obter a expansão de GD de 2020-2030 considera-se a projeção de crescimento do PDE 2029 e que a distribuição destes recursos nos alimentadores não se altera.

Dessa forma, a Figura 40 indica a capacidade instalada existente no N2 e N3 por fonte e para cada distribuidora, em 2030 (antes da expansão).

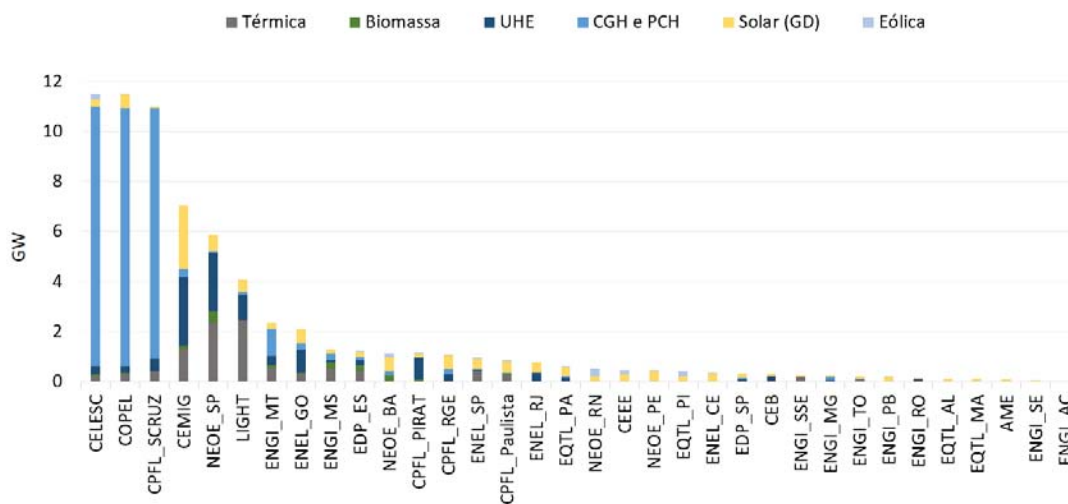


Figura 40 – Capacidade Instalada por distribuidora em 2030 (antes da expansão).

Com relação aos cenários de geração, considera-se para eólicas e solares múltiplos cenários obtidos pelo TSL com abordagem similar à considerada para as fontes centralizadas.³⁹ Para CGH consideram-se os cenários do Plano Mensal de Operação (PMO).

- Candidatos a Expansão

No planejamento da expansão endógena dos REDs no N2/N3 consideram-se entre os candidatos as fontes solares distribuída remota e local por classe de consumo (industrial, comercial e residencial), CGHs, eólicas, biogás e baterias⁴⁰. Com base na informação de GD existentes por estado, indicada no SISGD, são definidos os candidatos a expansão em cada distribuidora. A Tabela 13 indica os candidatos potenciais considerados para cada distribuidora.

Tabela 13: REDs Candidatos a Expansão por Distribuidora.

| Distribuidora | Biogás | Bateria | CGH | PV Residencial | PV Comercial | PV Industrial | PV Remota | Eólica |
|---------------|--------|---------|-----|----------------|--------------|---------------|-----------|--------|
| AME | | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| CEB | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| CEEE | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| CELESC | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| CEMIG | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| COPEL | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |

³⁹ Para solares descentralizadas adota-se a premissa de *solar tracking* igual a 0.

⁴⁰ Além disso, considera-se no estudo de caso a expansão anual de veículos elétricos por distribuidora, porém através de uma abordagem exógena que será detalhada em seção seguinte.

| Distribuidora | Biogás | Bateria | CGH | PV Residencial | PV Comercial | PV Industrial | PV Remota | Eólica |
|------------------|--------|---------|-----|----------------|--------------|---------------|-----------|--------|
| CPFL Paulista | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| CPFL Piratininga | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| CPFL RGE | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| CPFL Santa Cruz | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| EDP ES | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| EDP SP | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| ENEL CE | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| ENEL GO | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| ENEL RJ | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| ENEL SP | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| ENGI AC | | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| ENGI MG | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| ENGI_MS | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| ENGI_MT | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| ENGI PB | | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| ENGI RO | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| ENGI SE | | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| ENGI SSE | | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| ENGI TO | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| Equatorial AL | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| Equatorial MA | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| Equatorial PA | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Equatorial PI | | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| LIGHT | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Neoenergia BA | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Neoenergia PE | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Neoenergia RN | | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Neoenergia SP | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |

Em que:

- ✓ Indica que o recurso é considerado candidato a expansão
- Indica que o recurso não é considerado candidato a expansão

Em termos de cenários de geração considera-se para os REDs candidatos a mesma modelagem adotada para os recursos existentes. Assim, as eólicas e solares são representadas por múltiplos cenários obtidos do TSL enquanto os cenários de CGHs são provenientes do PMO.

As premissas adotadas para os recursos candidatos no estudo de caso no ano de 2030 são indicadas na Tabela 13. Para as baterias assumem-se as premissas de custo em 2030 conforme definido no PDE 2030 [8] e que possuem 3kWh/kW. Para as demais fontes (solares, eólicas, biogás, eólicas e CGH), as premissas em 2030 são definidas com base em informações de 2020 indicadas no relatório da Greener [14] e em dados fornecidas pela EPE a PSR. Com base em [10] assume-se a premissa de redução dos custos de GD fotovoltaica de 25% de 2020 até 2030.

Para as eólicas, biogás e CGHs consideram-se dados de 2020 fornecidos pela EPE para definir os parâmetros dos candidatos. Entretanto, para cada tipo de fonte, com base em revisão da literatura assume-se uma premissa de redução de custos até 2030. Para as eólicas, considera-se redução de 20% de CAPEX com base em [15] e [16], enquanto para biogás⁴¹ utiliza-se redução de 10% já que em [17] sugere-se redução entre 3% e 16% e para CGH assume-se que não há redução de custos.

Destaca-se ainda que no estudo de caso adota-se a premissa que os custos de investimento e operação dos REDs, indicados na Tabela 14, se mantêm constantes em todo o horizonte de estudo.

Tabela 14: Premissas dos REDs Candidatos a Expansão – Valores para 2030-2035.

| Candidato | Capacidade [kW] | CAPEX [R\$/kW] | OPEX [R\$/kWano] | Custo de Reforço da Rede [R\$/kW] | Vida útil |
|----------------------|-----------------|----------------|------------------|-----------------------------------|-----------|
| PV Local Residencial | 3 | 4636 | 83.5 | - | 20 |
| PV Local Comercial | 39 | 3604 | 64.9 | - | |
| PV Local Industrial | 770 | 3399 | 61.2 | - | |
| PV Remota | 3000 | 3282.5 | 59.1 | 200 | |
| Bateria | 4 | 6000 | 90 | - | 10 |
| Biogás | 3000 | 7875 | 720 | 200 | 15 |
| Eólica | 5000 | 5500 | 88 | 200 | 20 |
| CGH | 5000 | 7500 | 90 | 200 | 30 |

Além de definir as premissas dos candidatos em cada distribuidora, eles devem ser alocados a barras da rede do N2/N3. Idealmente os recursos candidatos deveriam ser criados em cada uma das barras do sistema onde existe potencial para expansão do recurso. Entretanto, isso resultaria na definição de muitos candidatos para o problema de expansão o que aumenta a complexidade e tempo de execução do problema de otimização. Suponha, por exemplo, uma distribuidora com 400 barras no N2 (rede de AT), 600 alimentadores equivalentes no N3 (rede de MT/BT) com 3 barras (além da subestação principal) e que se deseja definir candidatos de baterias, biogás e GDFV do tipo comercial, industrial, residencial, remota. Dessa forma, se fossem definidos um candidato para cada uma das barras, no total seriam 11600 candidatos ($600 \times 3 \times 6 + 400 \times 2$ ⁴²).

Nesse sentido, com o objetivo de reduzir o número de candidatos no problema de planejamento de expansão com representação endógena dos REDs e perdas na rede de distribuição, sugere-se definir candidatos somente para um *subconjunto* de barras do sistema

⁴¹ Para biogás o CAPEX varia bastante de acordo com o resíduo e isso aumenta a complexidade e avaliação de atratividade de projetos de biogás. Mesmo dentro do agronegócio, o CAPEX varia a depender de qual é o insumo (se restos de uma agroindústria ou dejetos de animais, por exemplo) e tecnologia empregada.

⁴² $600 \text{ alimentadores} \times 3 \text{ barras} \times 6 \text{ candidatos na MT e BT (GDFV residencial, industrial, comercial, remota, biogás, bateria)} + 400 \text{ barras} \times 2 \text{ candidatos na AT (biogás, bateria)}$

selecionadas a priori com base no Custo Marginal de Operação (CMO). Utiliza-se a informação do CMO pois barras com CMO mais elevados indicam locais em que o custo para suprir o somatório de demanda e perdas é mais elevado e, portanto, são locais mais propícios do ponto de vista da otimização para construir REDs, já que o modelo visa minimizar custos totais e, além disso, REDs podem proporcionar benefícios locais.

Nesse sentido, antes da simulação do planejamento da expansão no N2/N3 propriamente dita, considera-se a simulação operativa do sistema existente com importação de energia do N1 no horizonte de estudo (2030-2035) para obter o CMO nas barras que é utilizado para auxiliar na localização dos candidatos a expansão na rede do N2/N3.

Destaca-se ainda que especialmente para candidatos de eólicas e PCH, além da informação do CMO, deve-se também atender para o potencial e disponibilidade do recurso primário na região ao definir o candidato nas barras da rede da distribuidora.

- **Veículos Elétricos**

Os veículos elétricos são contemplados no estudo de caso e são modelados como carga, não sendo, portanto, considerada a representação *vehicle-to-grid*⁴³. Para modelar a penetração de VEs no estudo de caso são consideradas projeções de frota de veículos elétricos no horizonte até 2035 (leves e pesados) fornecidos pela EPE. Dessa forma, a expansão da participação dos veículos elétricos como REDs são consideradas no estudo de caso, porém de forma exógena ao modelo. Com base nessas informações e assumindo-se premissas de veículos e baterias típicos, tempo de recarga, os VEs são representados na base de dados através de seu consumo de energia. É válido lembrar que dependendo da penetração de VEs e premissas assumidas, os impactos na curva de carga podem ser distintos, influenciando os serviços/reforços necessários no ponto de vista do planejamento da expansão.

Nessa seção serão detalhadas as premissas consideradas para “desagregar” a informação de frota anual de quantidade de veículo elétrico do tipo *Battery Electric Vehicle* (BEV) fornecidos pela EPE para obter a informação do consumo de energia dos VE por distribuidora⁴⁴.

O procedimento necessário para obter a demanda para carga dos VEs, por distribuidora pode ser dividido em duas etapas:

- Etapa 1: Desagregar a quantidade de VEs a nível Brasil por Distribuidora.
- Etapa 2: Obter a demanda de energia para o carregamento dos VEs.

A primeira etapa consiste em desagregar a frota anual de veículos do tipo BEV no Brasil entre os estados e municípios do Brasil. Para isso, consideram-se *inicialmente* três variáveis explicativas nesta desagregação que são Índice de Desenvolvimento Humano Municipal

⁴³ No Anexo 2 estão indicados desafios que devem ser endereçados para desenvolvimento de aplicações V2G.

⁴⁴ Na projeção da EPE além de VE do tipo BEV também são indicados *Hybrid Electric Vehicle* (HEV). Porém, como as baterias em geral são carregadas com energia do motor de combustão interna do veículo não são considerados nesta “desagregação”.

(IDHM), Imposto Sobre Propriedade de Veículo Automotor (IPVA) e número de postos de recarga lenta e rápida⁴⁵. Isso quer dizer que se assume, por hipótese, que essas três grandezas podem representar como que o total de VEs BEV se distribuiria entre os municípios do Brasil. A informação de IDHM busca capturar as condições socioeconômicas dos municípios. Dessa forma, municípios com IDHM mais elevados tenderiam a refletir uma população com maior poder aquisitivo e com maior poder de compra de VEs que, em geral, requerem investimentos mais elevados que veículos tradicionais. A informação do IPVA é considerada como variável explicativa pois alguns estados isentam o pagamento deste imposto para veículos elétricos e, assume-se que, estados com isenção poderiam estimular a população a comprar VEs. Além disso, considera-se a informação de postos de recarga existentes, pois locais que hoje já apresentam postos de recarga possivelmente seriam mais propensos a maior quantidade de VEs devido a incentivos de investimento em infraestrutura. Destaca-se que a mesma metodologia é utilizada no estudo de caso para veículos leves e pesados.

Dessa forma, atribuindo-se para cada município do Brasil “pesos” com base no IDHM [18], isenção (ou não) de IPVA [19], maior (ou menor) existência de postos de recarga leves e pesados, obtém-se uma nota final para cada município. Os municípios com maior nota final seriam os que teriam maiores chances de adotar mais VEs. Destaca-se que o processo é feito separadamente para veículos leves e veículos pesados, aplicando-se a mesma metodologia, pois a informação de postos de recarga é distinta para estes veículos. Neste projeto assumiu-se no estudo de caso os “pesos” indicados na Tabela 15.

Tabela 15: Premissas adotadas para os pesos na desagregação da frota de VE.

| IDHM do município | Nota | Alíquota de IPVA no estado | Nota | Número de Postos de Recarga | Nota |
|----------------------|------|----------------------------|------|-----------------------------|------|
| IDHM ≤ 0.499 | 1 | Sem isenção | 0 | Nulo | 0 |
| 0.599 ≤ IDHM < 0.499 | 2 | Alíquota Diferenciada | 1 | Baixo | 1 |
| 0.699 ≤ IDHM < 0.599 | 3 | Isento de IPVA | 2 | Médio | 2 |
| 0.799 ≤ IDHM < 0.699 | 4 | | | Alto | 3 |
| 1 ≤ IDHM < 0.799 | 5 | | | | |

Por exemplo, considere o município Redenção da Serra, no estado de São Paulo, com IDHM igual a 0.657. Com base no critério do IDHM, o município Redenção da Serra teria nota 3. Como no estado de São Paulo há alíquota diferenciada para VE e existem bastante postos de recargas de veículos leves na região, a nota final do município seria 7 (3+1+3).

Considere agora os municípios de Feijó no Acre e Santa Luz na Bahia, que possuem IDHM de 0.539 e 0.598 respectivamente. No Acre e Bahia não há isenção ou diferenciação de alíquota de IPVA para VE e, portanto, com base no critério de IPVA, para ambos os municípios as notas são 0. Da mesma forma, como não há postos de recarga existentes de VE leve nas duas regiões a nota também seria 0, de forma que ambos os municípios teriam nota final de 3.

⁴⁵ <https://www.plugshare.com/>

Assim, só com essas premissas (IDHM, alíquota de IPVA e número de postos existentes de recarga), poderia ocorrer de dois municípios com notas finais próximas terem, hoje em dia, frota de veículos tradicionais, não elétricos, muito diferentes. É o que ocorre, por exemplo, nos municípios de Feijó e Santa Luz que possuem respectivamente cerca de 620 e 3550 automóveis tradicionais, não elétricos, existentes[20] e pelas premissas tiveram notas finais iguais a 3.

Como assumiu-se a premissa que no longo prazo veículos não elétricos serão substituídos por elétricos, adiciona-se na metodologia, *a posteriori*, um tratamento que consiste em considerar para a desagregar a frota de VE, a informação dos veículos tradicionais existentes, não elétricos [20].

Para isso, no estudo de caso, criam-se quatro *clusters* aos quais associam-se os municípios com base na nota final, obtida pela soma das notas individuais dos critérios indicados na Tabela 20. O *cluster 4* compreende os municípios com nota final acima de 75%, o *cluster 3* municípios com nota entre 50% e 75%, o *cluster 2* entre 25% e 50% e *cluster 1* abaixo de 25%. Em seguida, associa-se ao *cluster 4*, que possui maior nota e, portanto, maior probabilidade de ter mais VE o peso 4; ao *cluster 3*, peso 3 e assim sucessivamente. Então, considerando os municípios em cada *cluster* e os pesos associados *aos clusters*, pode-se determinar a frota de veículos por *cluster*. Posteriormente, para *cada cluster* define-se a frota de VEs a ser alocada nos municípios proporcionalmente aos veículos não elétricos existentes nos municípios, conforme dado do [20].

- Exemplo da etapa 1 de desagregação da frota de VE por município.

Com o objetivo de elucidar o passo a passo da metodologia, considere o exemplo hipotético com oito municípios indicado na Tabela 16 e, suponha que a frota total de veículos leves projetada para este sistema em um determinado ano seja de 5.000 veículos que devem ser distribuídos entre os municípios dos estados A, B, C e D. Suponha ainda que estes 5.000 veículos sejam apenas automóveis.

Tabela 16: Características dos municípios no exemplo hipotético de Veículos Elétricos.

| Município | Estado | IDHM | Alíquota de IPVA | Postos de Recarga | Quantidade de Veículos Tradicionais Existentes |
|-----------|--------|-------|-----------------------|-------------------|--|
| 1 | A | 0.817 | Sem isenção | Baixo | 100.000 |
| 2 | A | 0.809 | | Médio | 1.800 |
| 3 | B | 0.806 | Alíquota Diferenciada | Alto | 240.000 |
| 4 | B | 0.721 | | Médio | 57.000 |
| 5 | B | 0.765 | | Médio | 130.000 |
| 6 | C | 0.543 | Alíquota Diferenciada | Médio | 150.000 |
| 7 | D | 0.432 | Sem isenção | Baixo | 196.000 |
| 8 | D | 0.421 | | Nulo | 14.000 |

Considerando-se os pesos conforme indicado na Tabela 15, pode-se atribuir notas para cada município, e então obter uma nota final, conforme indicado na Tabela 17.

Tabela 17: Notas com base nos critérios de IDHM, IPVA e Postos de Recarga.

| Município | Notas | | | | |
|-----------|-------|------------------|-------------------|-------|-----------|
| | IDHM | Alíquota de IPVA | Postos de Recarga | Final | Final (%) |
| 1 | 5 | 0 | 1 | 6 | 60% |
| 2 | 5 | 0 | 2 | 7 | 70% |
| 3 | 5 | 1 | 3 | 9 | 90% |
| 4 | 4 | 1 | 2 | 7 | 70% |
| 5 | 4 | 1 | 2 | 7 | 70% |
| 6 | 2 | 1 | 2 | 5 | 50% |
| 7 | 1 | 0 | 1 | 2 | 20% |
| 8 | 1 | 0 | 0 | 1 | 10% |

Com base na nota final obtida, os municípios podem ser associados aos quatro *clusters*, conforme ilustrado na Tabela 18. Considerando-se os pesos dos *clusters* é possível determinar a frota total de VE em cada *cluster* (última coluna da Tabela 18). Assim, neste caso exemplo, dos 5.000 VE, 952 serão alocados no *cluster* 4, 3.572 no *cluster* 3 e 476 no *cluster* 1.

Tabela 18: Associação dos municípios a clusters.

| Município | Nota Final | Cluster Associado | Peso do Cluster | Frota de VE |
|-----------|------------|-------------------|-----------------|---------------------------|
| 1 | 60% | Cluster 3 | 3 | $3/21 \times 5.000 = 714$ |
| 2 | 70% | Cluster 3 | 3 | $3/21 \times 5.000 = 714$ |
| 3 | 90% | Cluster 4 | 4 | $4/21 \times 5.000 = 952$ |
| 4 | 70% | Cluster 3 | 3 | $3/21 \times 5.000 = 714$ |
| 5 | 70% | Cluster 3 | 3 | $3/21 \times 5.000 = 714$ |
| 6 | 50% | Cluster 3 | 3 | $3/21 \times 5.000 = 714$ |
| 7 | 20% | Cluster 1 | 1 | $1/21 \times 5.000 = 238$ |
| 8 | 10% | Cluster 1 | 1 | $1/21 \times 5.000 = 238$ |
| Total | | | 21 | 5.000 |

A alocação entre os municípios de cada *cluster* é feita em proporção aos veículos tradicionais existentes em cada município, conforme detalhado na Tabela 19. Destaca-se que as notas individuais dos municípios, obtidas na Tabela 17, são utilizadas para associar os municípios a *clusters*, mas que a definição da frota por município é feita considerando informação da frota de veículos não elétricos dos municípios em cada *cluster*.

Tabela 19: Exemplo Hipotético VE – Associação dos municípios a clusters.

| Município | Cluster Associado | Quantidade de Veículos Existentes | % de Veículos entre os municípios | Frota de VE |
|-----------|-------------------|-----------------------------------|---|-------------|
| 1 | Cluster 3 | 100.000 | 22.8% (do total de VE no cluster 3) ⁴⁶ | 814 |
| 2 | Cluster 3 | 1.800 | 0.4% (do total de VE no cluster 3) ⁴⁷ | 15 |
| 3 | Cluster 4 | 240.000 | 100% (do total de VE no cluster 4) ⁴⁸ | 952 |
| 4 | Cluster 3 | 57.000 | 13 % (do total de VE no cluster 3) ⁴⁹ | 464 |

⁴⁶ $100.000/(100.000+1.800+57.000+130.000+150.000)$

⁴⁷ $1.800/(100.000+1.800+57.000+130.000+150.000)$

⁴⁸ $240.000/240.000$

| | | | | |
|---|-----------|---------|---|------|
| 5 | Cluster 3 | 130.000 | 29.6% (do total de VE no cluster 3) ⁵⁰ | 1058 |
| 6 | Cluster 3 | 150.000 | 34.2% (do total de VE no cluster 3) ⁵¹ | 1221 |
| 7 | Cluster 1 | 196.000 | 93.3% (do total de VE no cluster 1) ⁵² | 444 |
| 8 | Cluster 1 | 14.000 | 6.7% (do total de VE no cluster 1) ⁵³ | 32 |

Assim, uma vez desagregado o total de veículos leves e pesados do tipo BEV em cada distribuidora, é preciso obter o consumo de energia para o carregamento desses veículos elétricos (etapa 2). Para isso assume-se que os veículos elétricos (automóvel, van, ônibus e caminhão) e características indicadas na Tabela 20 são representativos de toda a frota de veículos no Brasil. Além disso, assume-se, por simplicidade, que todos os VEs (leves e pesados) são carregados uma vez ao dia, em todos os dias do ano. Dessa forma, considerando-se a informação da capacidade da bateria e tempo de recarga associados às respectivas frotas de veículos elétricos (indicados na Tabela 20), é possível obter a curva de carga horária dos veículos do tipo BEV, por distribuidora, a partir da frota de veículos (leves e pesados) obtida na etapa 1.

Tabela 20: VE considerados representativos de toda a frota no estudo de caso.

Fonte: Elaborado pela PSR com base em [21] [22] [23]

| | Veículo Elétrico | Bateria [kWh] | Autonomia [km] | Tempo de Recarga [horas] |
|----------|-----------------------|---------------|----------------|--------------------------|
| Carro | Renault Zoe | 41 | 300 | 7 |
| Ônibus | Bluebus 12m | 240 | 180 | 5 |
| Caminhão | BYD's Class 8 Day Cab | 435 | 200 | 2* |
| Van | Chanje | 100 | 240 | 0.5 * |

* DC rápido

Uma vez que o estudo de caso possui resolução horária, é importante considerar uma curva horária para o carregamento dos veículos elétricos. Assume-se a premissa que o carregamento dos VEs ocorre no período da noite que comumente é o período em que a demanda de energia é mais baixa no sistema elétrico. Dessa forma, considera-se que todos os veículos iniciam o carregamento às 22 horas.

- Exemplo da etapa 2 de obtenção da demanda de energia para o carregamento dos VEs

Com o objetivo de elucidar o processo de obtenção da curva de carga horária dos VEs utiliza-se o mesmo exemplo hipotético de 5.000 veículos leves (somente carros) considerado para ilustrar a 1ª Etapa do procedimento proposto para representação dos VEs no estudo de caso (Tabela 16, Tabela 17, Tabela 18 e Tabela 19).

⁴⁹ $57.000 / (100.000 + 1.800 + 57.000 + 130.000 + 150.000)$

⁵⁰ $130.000 / (100.000 + 1.800 + 57.000 + 130.000 + 150.000)$

⁵¹ $150.000 / (100.000 + 1.800 + 57.000 + 130.000 + 150.000)$

⁵² $196.000 / (196.000 + 14.000)$

⁵³ $14.000 / (196.000 + 14.000)$

Uma vez que os veículos, no exemplo hipotético, estão em oito municípios dos estados A, B, C e D, supõe-se que os VEs estão na área de concessão de quatro distribuidoras, conforme indicado na Tabela 21.

Tabela 21: Exemplo Hipotético - Frota de VE por município, nas áreas de concessão de quatro distribuidoras.

| Município | Estado | Distribuidora | Frota de VE |
|-----------|--------|-----------------|-------------|
| 1 | A | Distribuidora 1 | 814 |
| 2 | A | Distribuidora 1 | 15 |
| 3 | B | Distribuidora 2 | 952 |
| 4 | B | Distribuidora 2 | 464 |
| 5 | B | Distribuidora 2 | 1058 |
| 6 | C | Distribuidora 3 | 1221 |
| 7 | D | Distribuidora 4 | 444 |
| 8 | D | Distribuidora 4 | 32 |

Como neste exemplo todos os VEs correspondem a carros elétricos, considerando-se a capacidade das baterias (41 kWh) indicada na Tabela 20, é possível calcular a demanda diária requerida para o carregamento dos VEs em cada distribuidora. Por exemplo, para a distribuidora 1, com 829 carros, a demanda total para carga dos VEs é de 33.989 kWh (41 kWh x 829). Uma vez que o tempo de (re)carga dos veículos é de 7 horas, conforme Tabela 20, em cada hora a demanda de energia requerida pelos VEs é de 4855.6 kWh.

A demanda de energia, em cada hora, para o carregamento dos veículos elétricos, para cada distribuidora no exemplo é indicada na Tabela 22.

Tabela 22: Exemplo Hipotético - Consumo de Energia em kWh/h para a carga de VE em cada distribuidora.

| Estado | Distribuidora | Frota de VE | Consumo de Energia [kWh/h] |
|--------|-----------------|-------------|----------------------------|
| A | Distribuidora 1 | 829 | 4856 |
| B | Distribuidora 2 | 2474 | 14491 |
| C | Distribuidora 3 | 1221 | 7152 |
| D | Distribuidora 4 | 476 | 2788 |

Uma vez que se assume a premissa que todos os veículos iniciam o carregamento a partir das 22 horas, a Figura 41 indica, para este exemplo, a curva de carga diária dos VEs para as quatro distribuidoras.

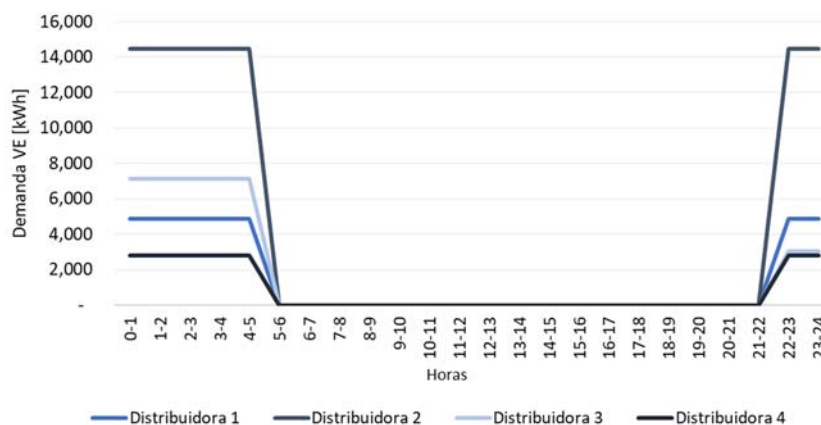


Figura 41 – Exemplo Hipotético – Curva de Carga Horária dos VEs por Distribuidora.

A Figura 42 sintetiza o passo a passo das etapas 1 e 2 para obter a curva horária dos VE por distribuidora, a partir da frota estimada de veículos elétricos para o Brasil.

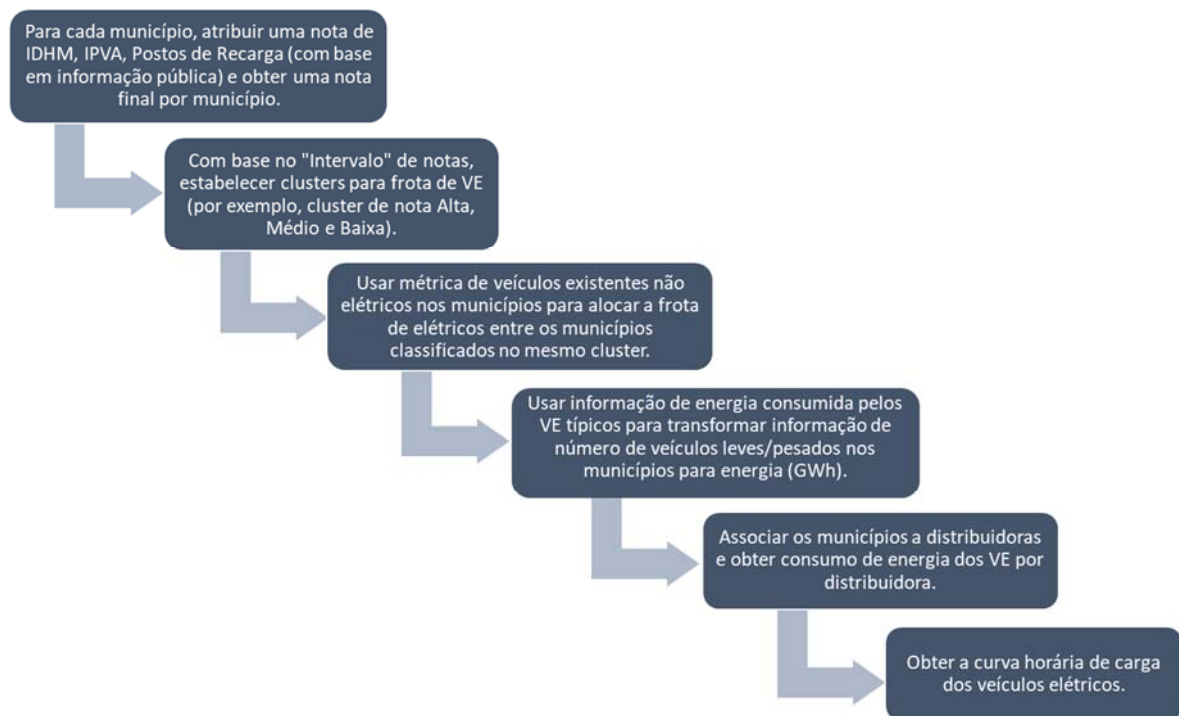


Figura 42 – Resumos dos passos para obtenção da curva horária de VE por distribuidora.

Assim é possível obter as curvas horárias de carregamento dos veículos elétricos. A Figura 43 e Figura 44 ilustra, respectivamente para a distribuidora ENEL-GO e Equatorial-Pará, o perfil horário de demanda para o carregamento dos veículos em dois dias consecutivos, em cada ano do horizonte de estudo.

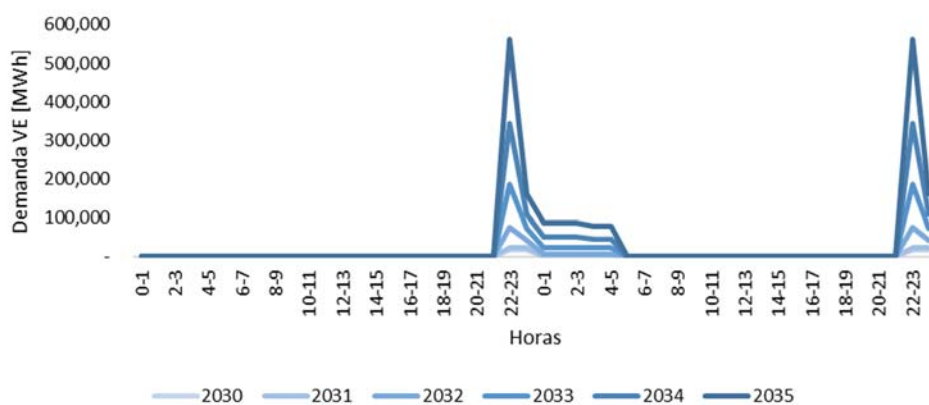


Figura 43 – Perfil anual de carga de VE – ENEL GO.

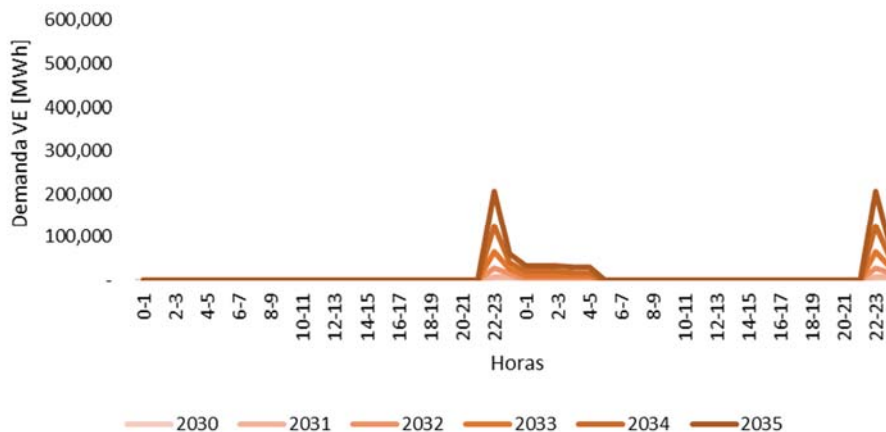


Figura 44 – Perfil anual de carga de VE – Equatorial Pará.

5.2.3.3 Restrição de Expansão por fonte

O planejamento da expansão no N2/N3 busca o melhor *tradeoff* entre importar energia da rede básica (N1), usar os recursos existentes da rede de distribuição e investir em novos REDs considerando os *custos* de investimento e operação dos recursos e custos de importar serviços do N1. Nesse sentido, outras grandezas, como por exemplo, área e terreno disponível para instalação dos REDs não são contemplados pelo modelo de expansão. Assim, dependendo do custo de injeção (sinal de preço do N1), que varia por hora e cenário simulado, e custo dos REDs, o modelo com função objetivo de minimizar custos pode resultar em um plano de expansão com uma quantidade de recursos, em capacidade instalada, que não refletiria uma expansão real. Nesse sentido, podem-se adicionar algumas restrições no modelo de otimização com objetivo de evitar que a expansão final se distancie de um plano realista.

Neste estudo de caso foram consideradas restrições para os projetos candidatos estimadas com base no crescimento anual para cada fonte a partir da capacidade instalada existente (dados da ANEEL) e projetada, pela EPE, para 2030. Então, primeiramente, para cada distribuidora, extrai-se do PowerBi da ANEEL [13] a informação de capacidade instalada, em 2020, para cada tipo de GD existente (eólicas, solares, biogás, CGH). No caso de GDFV, coleta-se a informação de capacidade por grupo de tensão e se o recurso é local ou remoto, por exemplo, GDFV-B1-Residencial-Local e GDFV-B3-Comercial-Remoto.

Em seguida, obtém-se do dashboard da EPE [25], para o cenário Verão, a projeção para 2030 da capacidade total instalada de cada tipo de GD. Com base nessas duas informações é possível calcular uma taxa de crescimento anual de cada RED através da equação:

$$Taxa\ de\ Crescimento\ Anual_{GD_i} = \left(\frac{Potência\ Instalada_{GD_i_{2030}}}{Potência\ Instalada_{GD_i_{2020}}} \right)^{10}; \quad i = UFV, EOL, CGH, UTE$$

Assumindo-se que a taxa de crescimento da UFV em cada distribuidora é a mesma para todas as classes de consumo, os valores das restrições para cada ano considerados no modelo de expansão para cada tipo de GD são definidos aplicando-se a taxa de crescimento anual (*Tx Cresc*), conforme indicado nas equações:

$$\overline{GD}_{k_{ano}} = PotInst_{k_{2020}} \times (Tx\ Cresc_k)^{ano-2020}; \text{ ano} = [2030, 2035]; k = [EOL, CGH, UTE]$$

$$\overline{GD}_{UFV_j}_{ano} = PotInst_{UFV_j_{2020}} \times (Tx\ Cresc_{UFV_j})^{ano-2020}; \text{ ano} = [2030, 2035]; UFV_j = [COM, IND, RES, REM]$$

Sendo $\overline{GD}_{k_{ano}}$ o valor máximo em capacidade instalada em um determinado ano para a GD do tipo k, isto é, eólica, CGH e UTE-Biogás; $\overline{GD}_{UFV_j}_{ano}$ o valor máximo da expansão de GDFV j, isto é, solar comercial local, solar industrial local, solar residencial local e solar remota, representadas respectivamente por COM, IND, RES, REM.

Ressalta-se que embora esta metodologia tenha sido considerada para o cálculo das restrições de máximo dos REDs, outros valores e métricas para definir as restrições podem ser considerados em simulações e estudos futuros.

5.2.3.4 Demanda por Distribuidora

O planejamento da expansão no N2/N3 é feito para cada distribuidora individualmente e, portanto, a demanda no horizonte de estudo (2030-2035) deve ser definida na base de dados de cada distribuidora simulada. A Figura 45 ilustra a demanda (sem perdas) em GWmédio em 2030 e 2035 para cada distribuidora. A demanda média total em 2030 e 2035 é de aproximadamente 93 GWmédio e 107 GWmédio respectivamente.

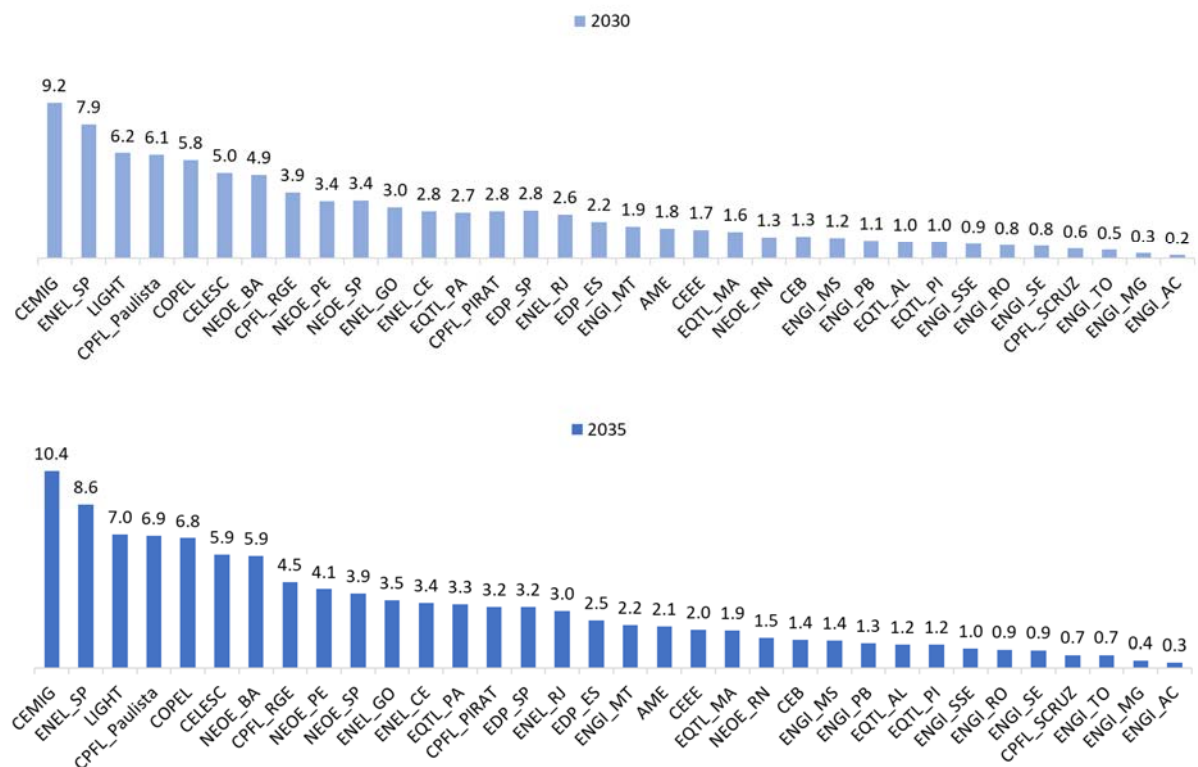


Figura 45 – Demanda por distribuidora em 2030 e 2035 (GWmédio).

Este box busca sintetizar os REDs considerados, a representação da rede elétrica e as perdas em cada um dos níveis do estudo de caso.

Tabela 23: Resumo dos REDs e representação da rede nos níveis – Estudo de Caso.

| | N1 | N2/N3 |
|------|---|--|
| | Expansão Hierárquica G&T | Co Otimização: Importar recursos do N1 e/ou Investir no N2/N3 |
| RED | <ul style="list-style-type: none"> • Endógeno: RD e AD • Obs: GDs (FV, Biogás, CGH, Eólica), AD e VE é modelado na barra de fronteira como “injeção”. | <ul style="list-style-type: none"> • Endógeno: AD, GD (FV, Biogás, CGH, Eólica) • Exógeno: VE • Não modelado: RD |
| Rede | <ul style="list-style-type: none"> • Representação Detalhada da Rede de Transmissão (RB) • Expansão da RB • Representação de perdas técnicas | <ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de representação detalhada da rede de AT da distribuição. • Representação da MT/BT da distribuidora através de alimentadores equivalentes. • Representação de perdas na rede de distribuição (AT,MT e BT). |

5.3 Softwares de Simulação

Para a aplicação da proposição metodológica de planejamento da expansão considerando a representação endógena dos REDs, utiliza-se no estudo de caso uma cadeia de modelos desenvolvidos pela PSR.

Com o objetivo de avaliar o planejamento de longo prazo do sistema elétrico e aplicar a metodologia proposta é preciso representar o sistema existente, além de considerar uma projeção de demanda para o sistema e parâmetros para os candidatos a expansão da geração, transmissão e REDs. Conforme mencionado anteriormente, no estudo de caso consideram-se múltiplos cenários de geração renovável para recursos centralizados e distribuídos obtidos através do software Time Series Lab (TSL).

Considerando-se essas informações, configuração detalhada do parque gerador e representação da rede elétrica em multiáreas descrita na seção 4.3.1 simula-se o Optgen para obter a expansão da geração sendo neutra a tecnologia. Em outras palavras, o Optgen define a expansão do sistema considerando diferentes tecnologias e recursos localizados em diferentes regiões do sistema, determinando o portfólio ótimo de recursos considerando custos de investimento e operação, conforme premissas indicadas na seção 5.2.1.1.

Em seguida, realiza-se a simulação operativa do sistema elétrico brasileiro considerando a rede de transmissão em multiáreas e os geradores existentes além dos projetos incluídos no plano de expansão do Optgen. A simulação operativa do sistema é realizada com o software SDDP que possui um módulo de operação mais detalhado que o do Optgen. Assim, o objetivo dessa simulação consiste em ratificar que a operação do sistema no longo prazo é confiável e robusta para mais cenários hidrológicos e de produção renovável. Destaca-se que na expansão da

geração consideram-se dez cenários hidrológicos (provenientes do PDE 2029) e de geração renovável enquanto na simulação operativa do sistema com o SDDP consideram-se duzentos cenários sintéticos.

O próximo passo consiste em avaliar a necessidade de reforço no sistema de transmissão. Para tanto é preciso considerar a representação detalhada da rede de transmissão utilizando a base de dados eletroenergética obtida conforme descrito na seção 5.2. Considerando-se a lista de candidatos de expansão de transmissão realiza-se o planejamento por região com o software Optnet, considerando-se 10 cenários operativos⁵⁴, que tem como objetivo minimizar o custo total de investimento. Esta etapa corresponde à *expansão robusta da transmissão* e considera um fluxo de potência DC.

Em seguida, considerando-se o resultado do planejamento G&T (que corresponde ao N1 da metodologia) e os 10 cenários selecionados, realiza-se uma simulação operativa horária do sistema. O Custo Marginal de Operação (CMO) por barra do sistema é uma das informações de saída da simulação operativa horária do sistema e é importante para o acoplamento do N1 com o N2-N3. Destaca-se que as séries selecionadas por k-means na etapa do planejamento da expansão da transmissão são as mesmas utilizadas até a simulação operativa horária e que originam o CMO que servem de input para as simulações no N2/N3. Uma vez que no N2/N3 deseja-se considerar cenários representativos para os custos de importação dos serviços do N1, neste estudo de caso a seleção dos cenários hidrológicos (*clusterização*) é feita com base na Energia Natural Afluente (ENA) que guardam alta relação com os custos marginais das séries do N1.

Assim, considerando-se as informações de CMO por etapa e série e valores de TUST (estimados neste estudo de caso através da *Alternativa 2*), inicia-se a avaliação no N2/N3.

Com o objetivo de realizar o planejamento da expansão no N2/N3 utiliza-se o software Optgen que permite avaliar o *trade off* entre investir em novos recursos (REDS) no N2/N3, utilizar os recursos existentes ou importar os serviços do N1. Ressalta-se que nas simulações do estudo de caso no N2/N3 representa-se a expansão exógena dos veículos elétricos em cada distribuidora. Destaca-se ainda que na análise do planejamento com representação detalhada da rede no N2 e/ou alimentadores equivalentes no N3 as perdas na rede da distribuidora são representadas no problema de otimização (perdas explícitas).

Ressalta-se que para reduzir o tempo e complexidade do problema de otimização do planejamento da expansão com rede e perdas explícitas, definem-se candidatos a expansão em um subconjunto de barras do sistema selecionadas com base no Custo Marginal de Operação (CMO) do sistema. Assim, *antes* da simulação do Optgen, realiza-se uma simulação operativa do sistema existente, com o SDDP, no horizonte de estudo (2030-2035). O CMO nas barras obtido é utilizado para auxiliar na localização dos candidatos a expansão na rede do N2/N3.

⁵⁴ Os 10 cenários de hidrologia e geração renovável são selecionados a partir dos 200 cenários sintéticos da simulação operativa através do método de clusterização k-means.

Em seguida, após o planejamento da expansão no N2/N3 realiza-se uma simulação operativa horária do sistema e o processo se reinicia até que a convergência seja atingida.

A Figura 46 apresenta a cadeia de modelos utilizada no estudo de caso conforme descrito nesta seção.

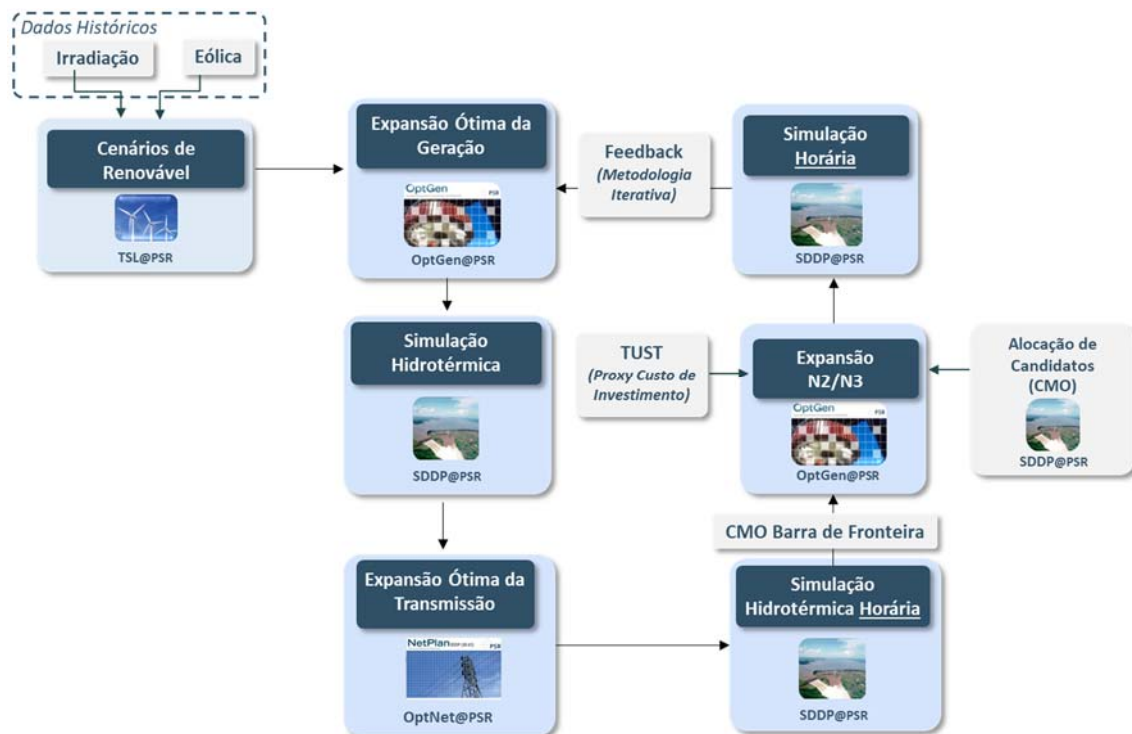


Figura 46 – Cadeia Principal de Modelos utilizada no Estudo de Caso.

Nota – Feedback N2/N3-N1: O objetivo do “feedback do N2/N3 para o N1” consiste em mapear os valores de geração dos REDs no sistema de distribuição na forma de “injeção” nas barras de fronteira entre o N1 e o N2/N3, conforme mencionado em 3.5. Em seguida, todo o processo de expansão N1 --> N2/N3 deve ser repetido até que a convergência seja alcançada.

Porém, destaca-se que, conforme mencionado na seção 5.2.1, na análise do N2/N3 são considerados 10 cenários operativos que são *distintos* dos cenários operativos considerados no planejamento da geração e interconexão no N1. Assim, após cada iteração da metodologia, ao mapear a geração dos REDs na fronteira do N1-N2/N3, deve ser contemplado um cenário de geração médio calculado pela média ponderada dos 10 cenários operativos do N2/N3 e suas respectivas probabilidades.

6 RESULTADOS

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados das simulações no estudo de caso considerando a proposição metodológica integrada e iterativa de planejamento da expansão com representação endógena dos REDs.

6.1 Resultados da 1ª Iteração

6.1.1 Planejamento da Geração e Interconexão - N1

O planejamento da geração, com decisão de expansão integrada da geração e intercâmbios, obtido através do *software* Optgen no horizonte de estudo (janeiro de 2030 a dezembro de 2035) é indicado na Figura 47, considerando a base de dados e premissas descritas no capítulo 5. Observa-se que, entre os recursos de geração, a fonte com maior expansão, em GW, é a eólica, com 17.2 GW, seguida pela solar, com 4.8 GW.

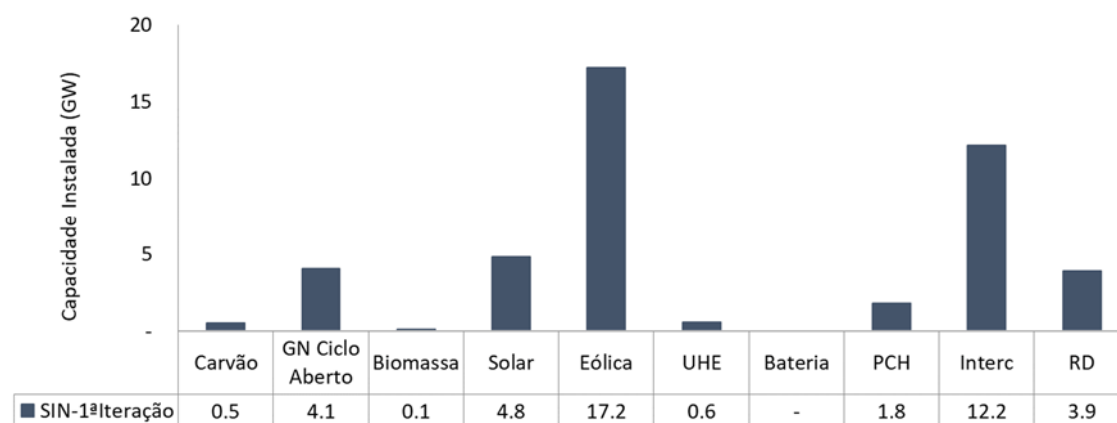


Figura 47 – Expansão da Geração e Interconexão em capacidade Instalada– 2030 a 2035 – 1ª Iteração.

Analisando-se a evolução da matriz energética brasileira entre 2030 e 2035, observa-se o crescimento da participação de fontes renováveis não convencionais (biomassa, solar e eólica) de 32% para 36% conforme indicado na Figura 48, em função do aumento de solares de aproximadamente 20 GW ao final de 2030 para 25 GW em 2035 e de eólicas de 42 GW ao final de 2030 para 57 GW em 2035. Além disso, destaca-se a redução na participação das hidroelétricas na matriz energética brasileira, embora esta fonte permaneça sendo dominante, em capacidade instalada, com 121 GW.

A análise da Figura 47 permite também observar a expansão de aproximadamente 4 GW de projetos de Resposta da Demanda que, em 2035, totalizam 2% da capacidade instalada⁵⁵ do SIN, que representa um aumento de 100 p.p em relação à 2030. A expansão da RD no período ocorre predominantemente na região Norte do país, seguida pela região Nordeste, Sul e Sudeste.⁵⁶

⁵⁵ A RD é representada no modelo de expansão através de usinas térmicas, conforme descrito no capítulo 5.

⁵⁶ No Norte com 2.8 GW, Nordeste, Sul e Sudeste, 0.7GW, 0.4GW e 2 MW, respectivamente.

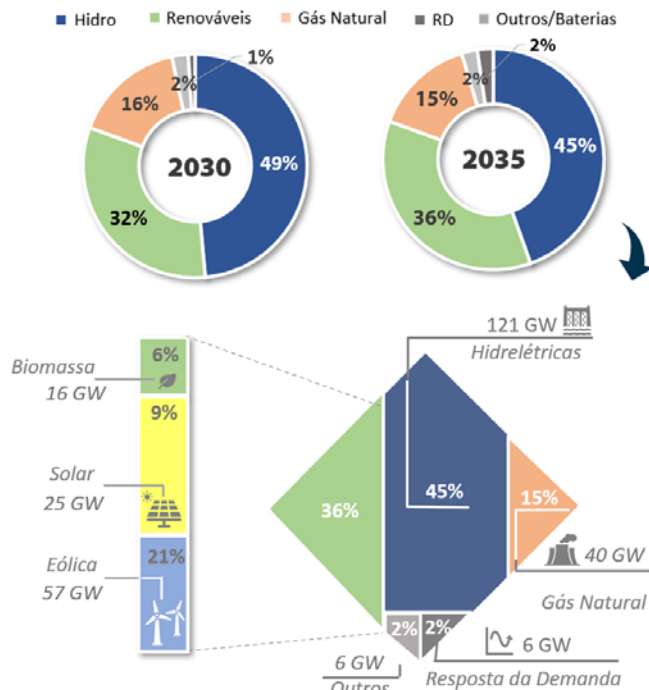


Figura 48 – Evolução da Matriz Energética de 2030 a 2035.

Além disso, observa-se da Figura 47 a expansão de 12.2 GW de rede de transmissão. Conforme indicado na Figura 49, a expansão da infraestrutura de rede corresponde à ampliação dos trechos Sudeste-Nordeste e Nordeste-Imperatriz necessários principalmente para escoar a produção eólica na região Nordeste para outras regiões do país, demonstrando o importante papel da rede de transmissão na otimização dos recursos na operação do sistema.

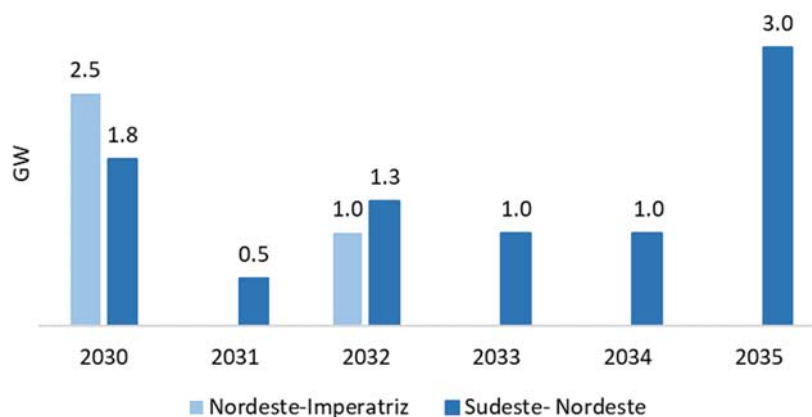


Figura 49 – Expansão das Interconexões de 2030 a 2035 – 1ª Iteração.

6.1.2 Planejamento da Transmissão - N1

O planejamento da expansão G&T é hierárquico e, portanto, após a expansão da geração (e intercâmbios), realiza-se o planejamento da transmissão.

Conforme descrito na seção 5.3, na etapa do planejamento de transmissão, se utiliza a ferramenta de expansão Optnet. A Tabela 24 indica o custo total de investimento resultante do planejamento da expansão e o custo relativo à expansão de linhas e transformadores no

horizonte de estudo. Destaca-se que os custos de investimentos em infraestrutura de rede concentram-se predominantemente nas regiões Sudeste, Nordeste e Norte.

Tabela 24: Custos da Expansão Robusta da Transmissão – 1ª iteração.

| | |
|--|--|
| Custo Total de Investimento | R\$ 59.6 bilhões |
| Custo da Expansão em Linhas de Transmissão | R\$ 58.6 bilhões - 216 linhas - |
| Custo da Expansão em Transformadores | R\$ 1.0 bilhão - 19 transformadores - |

Destaca-se na Figura 50 a quantidade de linhas de transmissão e transformadores resultantes do planejamento da transmissão no horizonte de estudo, por nível de tensão e região do país.

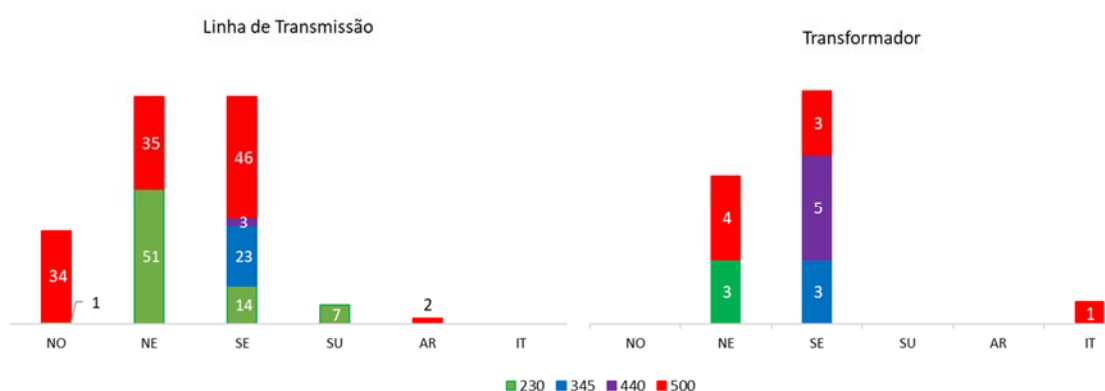


Figura 50 – Quantidade de LTs e Transformadores por região e nível de tensão [kV] – 1ª iteração.

6.1.3 Acoplamento N1- N2/N3

6.1.3.1 Custo Marginal nas Barras de Fronteira

Uma vez que o modelo de planejamento da expansão é hierárquico e integrado, informações da expansão e operação do N1 servem de “input” para o nível N2/N3. Conforme destacado na seção 3.3, o Custo Marginal de Operação (CMO) nas barras de fronteira é uma das informações necessárias para o acoplamento dos níveis N1 e N2/N3.

Neste estudo de caso, conforme mencionado, optou-se por acoplar os níveis N1-N2/N3 através do CMO *horário* resultante da simulação *energética*. Uma vez que na base de dados energética o sistema elétrico é representado através de áreas ou submercados, os CMOs obtidos são por regiões e não por barra. Isso corresponde a dizer que os CMOs nas barras de fronteira das distribuidoras em um mesmo submercado serão iguais. Ressalta-se que embora tenha se adotado o CMO horário energético, poder-se-ia utilizar o CMO horário eletroenergético que resultaria em custos marginais de operação por barras. Entretanto, destaca-se que uma vez que o CMO horário eletroenergético é obtido após a expansão da transmissão não devem ocorrer diferenças importantes entre os CMOs das barras já que congestionamentos são resolvidos através de reforços na infraestrutura de rede. Assim, o uso do CMO horário energético é adequado.

A Figura 51 ilustra para quatro regiões o CMO horário médio nos meses de março e outubro de 2035 para três séries simuladas utilizadas no acoplamento N1-N2/N3.

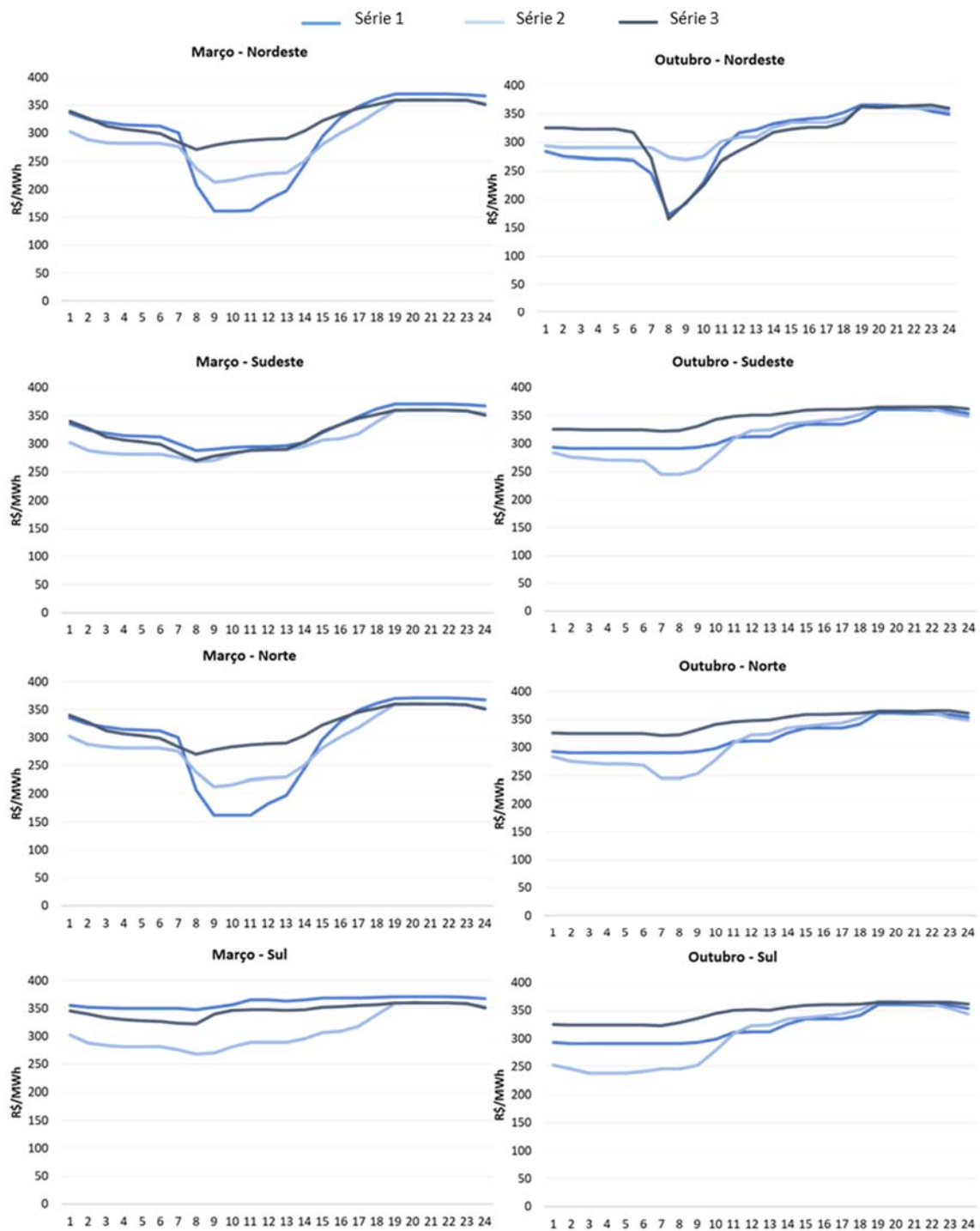


Figura 51 – CMO horário nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2035, para três séries simuladas.

Adicionalmente, a Figura 52 e a Figura 53 indicam, respectivamente, para os anos de 2030 e 2035, regiões Nordeste, Sudeste, Norte e Sul, o CMO médio das dez séries simuladas nos meses do ano.

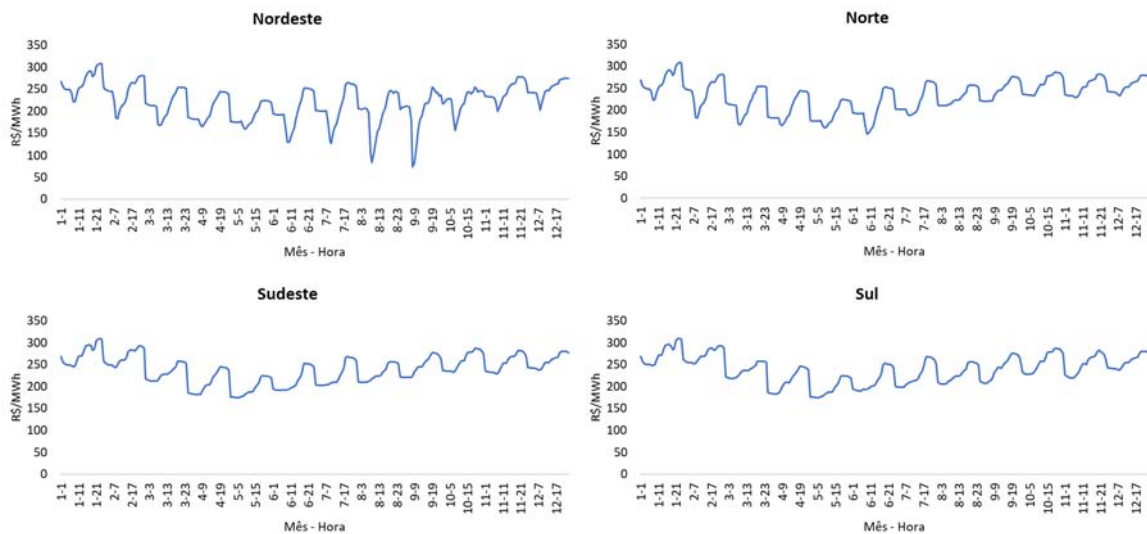


Figura 52 – CMO médio das dez séries nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2030.

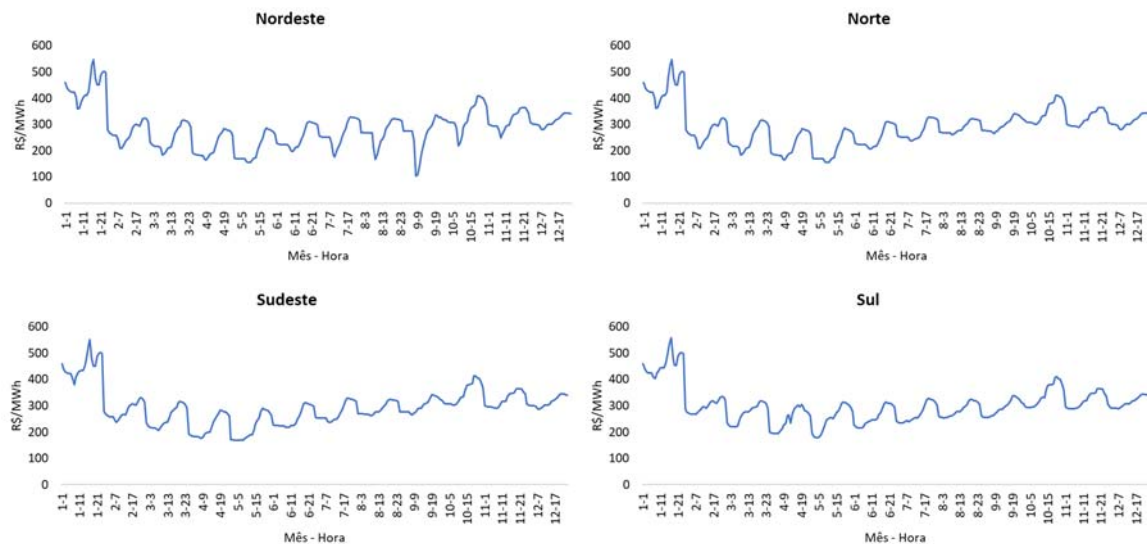


Figura 53 – CMO médio das dez séries nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2035.

6.1.3.2 TUST nas Barras de Fronteira

Além do CMO nas barras de fronteira, o acoplamento entre os níveis N1 e N2/N3 também ocorre através da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Considerando-se a Metodologia Nodal-Alternativa 2 discutida no âmbito da Consulta Pública 04/2018, calculam-se primeiramente, para 2029, os valores da TUST dos consumidores (parcela locacional e selo) nas barras de fronteiras com a Rede Básica para cada distribuidora. Porém, como o horizonte de estudo é de 2030 a 2035, estima-se um valor para a TUST dos consumidores (TUSTc) assumindo-se a premissa de crescimento apenas na componente selo, conforme metodologia descrita na 5.2.2.2. Assim, obtém-se o valor de TUSTc nas barras de fronteira de cada distribuidora nos anos de interesse.

A Figura 54 indica para o ano de 2030 os valores de TUSTc, em R\$/kWmês, no Brasil. É possível observar que, de acordo com a Alternativa 2, na região Nordeste as tarifas são menores se comparadas às tarifas do Sul. Para a região Sul, por exemplo, onde as tarifas são elevadas, a TUSTc busca sinalizar que a carga na região é elevada de modo que suprir nova demanda na região requereria novos investimentos em transmissão.

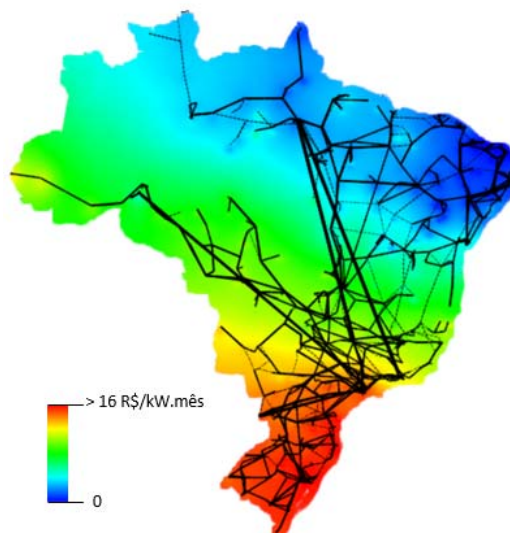


Figura 54 – TUST (R\$/kW.mês) em 2030 – Alternativa 2.

A Figura 55 ilustra os valores de TUSTc média por distribuidora para os anos de 2030 e 2035 considerando a média dos valores de TUSTc das barras de fronteira na área de concessão de cada distribuidora. Destaca-se que não há alteração entre as distribuidoras entre os valores de TUST média de 2030 e 2035 pois, de acordo com a metodologia de projeção de TUST, supõe-se que há alteração apenas da componente selo, sem alteração da parcela locacional.

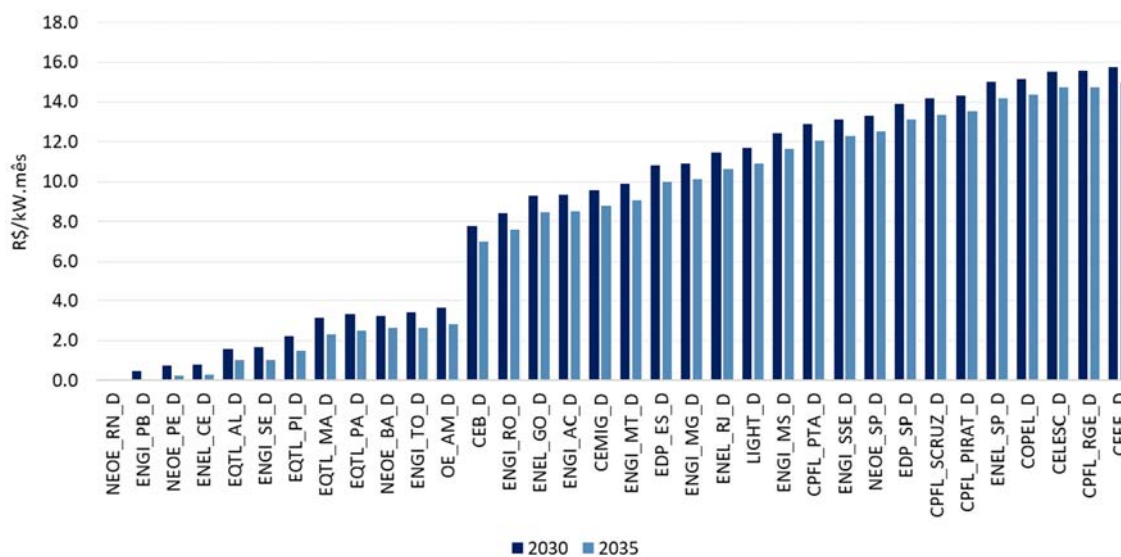


Figura 55 – TUST Média (R\$/kWmês) em 2030 e 2035 por Distribuidora.

É importante destacar que os valores de TUSTc indicam o custo de infraestrutura que deve ser considerado no modelo de otimização. Isto é, se o custo da TUSTc for elevado, o custo de importar energia e pagar pela infraestrutura de rede de transmissão pode indicar uma maior disposição para inserir RED no sistema de distribuição. O contrário também é válido. Para regiões com TUSTc menores, o modelo de otimização pode tender a importar mais energia do N1 considerando o *tradeoff* de importação de energia *versus* a inserção de RED. Essa dinâmica pode apresentar algumas predileções para as distribuidoras situadas nos diferentes subsistemas.

6.1.4 Planejamento da Distribuição - N2/N3

A Figura 56 ilustra a expansão total por distribuidora no horizonte de estudo (2030-2035) em capacidade instalada (GW) e por tipo de Recurso Energético Distribuído.

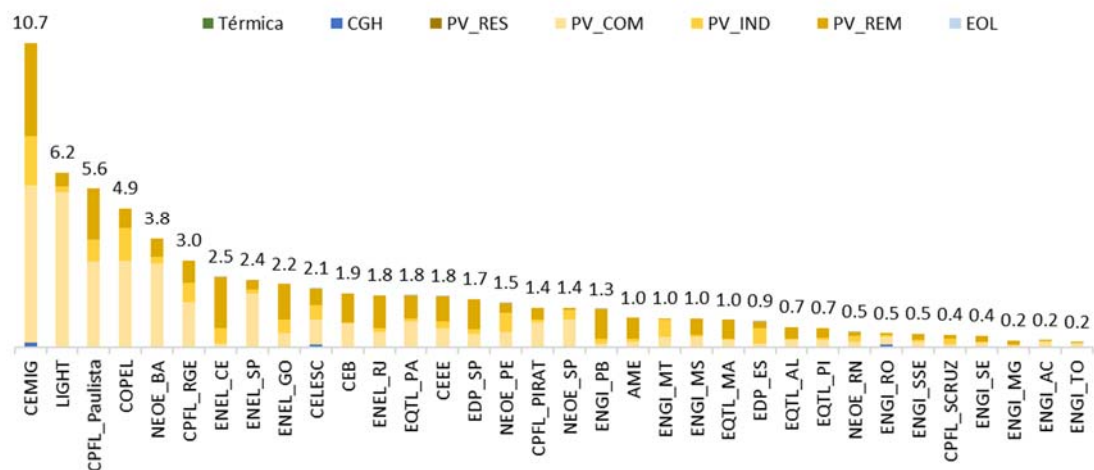


Figura 56 – Expansão Endógena dos REDs por distribuidora (em GW) – 1ª iteração.

De forma geral observa-se a predominância da Geração Distribuída Fotovoltaica na expansão, especialmente da GDFV local do tipo comercial, industrial e remota⁵⁷ que possuem custos totais (investimento e operação) inferiores ao da GDFV residencial. Destaca-se que embora a participação de CGH não seja expressiva no total da expansão de capacidade instalada, em todas as distribuidoras nas quais foram definidos candidatos de CGH há investimento neste recurso por ter custo de investimento e operação competitivo.

Pela Figura 56 é possível observar que a distribuidora com maior expansão de CGH, em capacidade instalada, é a Cemig com aproximadamente 150 MW. Porém, a concessionária com maior representatividade de CGH no mix de expansão é a ENGI Rondônia cuja expansão é composta em 19% por capacidade instalada de CGH, 58% de GDFV do tipo comercial, 14% de GDFV do tipo industrial e 19% de GDFV do tipo remota.

⁵⁷ A GDFV do tipo residencial é construída apenas nas distribuidoras ENEL_GO e EDP_SP em capacidades instaladas bem pequenas (0.6 MW e 0.023 MW).

Acrescenta-se que, embora não seja possível observar pela Figura 56, o mix de expansão de algumas distribuidoras contempla entre os REDs as fontes eólicas e térmicas a biogás, como ocorre, por exemplo, na CEEE, Enel Ceará e EDP Espírito Santo. Com relação às baterias, destaca-se que em grande parte das distribuidoras há expansão desta tecnologia, porém em capacidade instalada muito pequena.

Para a primeira iteração do modelo o total de RED adicionado no período de 2030 a 2035 foi de aproximadamente 67 GW. Destaca-se que este é o resultado da primeira iteração, isto é, serão ainda realizadas outras iterações até o sistema N1 e N2/N3 chegarem ao equilíbrio.

6.1.4.1 Representação Detalhada vs. Simplificada no N3

Conforme mencionado no capítulo 5, seção 5.2.3, algumas distribuidoras foram simuladas no N2/N3 com perdas explícitas através da representação detalhada e alimentadores equivalentes, enquanto outras distribuidoras foram consideradas através de uma representação simplificada, em nó único e perdas implícitas. A Tabela 25 indica a expansão por distribuidora e tipo de RED, indicando as distribuidoras simuladas com representação detalhada e simplificada no N3 (conforme Tabela 9).

Tabela 25: Expansão por Fonte e Distribuidora de acordo com representação da rede no N3.

| Representação | Distribuidora | Biogás | CGH | GDFV (local e remota) | Eólica |
|---|------------------|--------|-----|--------------------------|--------|
| Simplificada - Perdas Implícitas | CPFL_Paulista | × | ✓ | ✓ | × |
| | COPEL | × | ✓ | ✓ | × |
| | CPFL_RGE | × | ✓ | ✓ | × |
| | CPFL_Piratininga | × | | ✓ | × |
| | ENGI_MS | × | ✓ | ✓ | |
| | ENGI_RO | × | ✓ | ✓ | |
| | CPFL_SCRUZ | × | ✓ | ✓ | |
| | ENGI_AC | | | ✓ | |
| | ENEL_SP | | ✓ | ✓ | |
| | CEMIG* | × | ✓ | ✓ | |
| | NEOE_BA* | × | | ✓ | × |
| Detalhada - Alimentadores Equivalentes - Perdas Explícitas | NEOE_PE | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| | NEOE_SP | | ✓ | ✓ | |
| | LIGHT | ✓ | ✓ | ✓ | × |
| | CELESC | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| | ENEL_CE | ✓ | | ✓ | ✓ |
| | ENEL_GO | ✓ | ✓ | ✓ | |
| | ENEL_RJ | ✓ | | ✓ | |
| | CEB | × | | ✓ | |
| | EQTL_PA | × | | ✓ | ✓ |
| | CEEE | ✓ | | ✓ | ✓ |
| | EDP_SP | | ✓ | ✓ | |
| | ENGL_PB | | | ✓ | ✓ |
| | AME | | | ✓ | |

| | | | | | |
|--|----------|---|---|---|---|
| | ENGI_MT | ✓ | | ✓ | |
| | EQTL_MA | ✗ | | ✓ | |
| | EDP_ES | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| | EQTL_AL | ✓ | | ✓ | |
| | EQTL_PI | | | ✓ | |
| | NEOE_RN | | | ✓ | ✓ |
| | ENGI_SSE | | | ✓ | |
| | ENGI_SE | | | ✓ | |
| | ENGI_MG | ✓ | | ✓ | |
| | ENGI_TO | ✓ | | ✓ | |

* essas distribuidoras não possuem inconsistências nas bases de dados da BDGD. Porém, no estudo de caso utilizou-se a representação simplificada em função do tempo de solução para o planejamento da expansão.

Em que:

- ✓ Indica que o projeto candidato é construído
- ✗ Indica que o projeto candidato não é construído
- Indica que o recurso não é considerado candidato a expansão, conforme Tabela 13.

No caso de distribuidoras com representação simplificada, e perdas implícitas, observa-se que, em termos de expansão, o modelo de otimização opta por novos investimentos sempre em GDFV e CGH que são os recursos mais baratos. Assim, a demanda é suprida através dos recursos existentes, novas fontes (GDFV e CGH) e importação de energia do N1.

No caso da representação detalhada da rede, observa-se que, em geral, o mix de expansão das distribuidoras passa a conter outros REDs além de GDFV e CGH, inclusive eólicas e térmicas movidas à biogás. Isso ocorre porque na representação detalhada se considera a perda de forma explícita, sendo possível capturar atributos locais dos REDs em diferentes regiões da rede de distribuição. Assim, o *tradeoff* de investir em novos recursos, utilizar recursos existentes e importar serviços do N1 pode resultar no investimento de REDs com custo total (investimento e operação) maiores.

Por exemplo, suponha um alimentador com 3 barras, sem nenhum gerador existente e com demanda somente na última barra. Suponha ainda que esta demanda tenha um perfil com maior consumo a noite. Além disso, considere que os candidatos a expansão estejam localizados na última barra do alimentador e que sejam do tipo solar remota e eólica (com possibilidade de gerar energia durante a noite). Neste caso, o recurso mais barato para a expansão seria a GDFV, porém ele não poderia suprir a demanda após o pôr do sol. A demanda poderia ser suprida por importação de energia da Rede Básica (N1) porém, se as perdas médias do alimentador são elevadas, dependendo do custo total da eólica, a importação de energia pode não ser a solução de mínimo custo uma vez que existem perdas em todo o alimentador. Dessa forma o *trade-off* de investir em novos recursos, importar do N1 e usar recursos existentes pode resultar na construção da eólica como solução de menor custo total (investimento e operação, considerando perdas).

Com o objetivo de ilustrar em mais detalhes o benefício da utilização da representação detalhada no N3 (com alimentadores reduzidos e perdas explícitas) considere um alimentador extraído da distribuidora ENEL Goiás, cujas informações são indicadas na Figura 57.

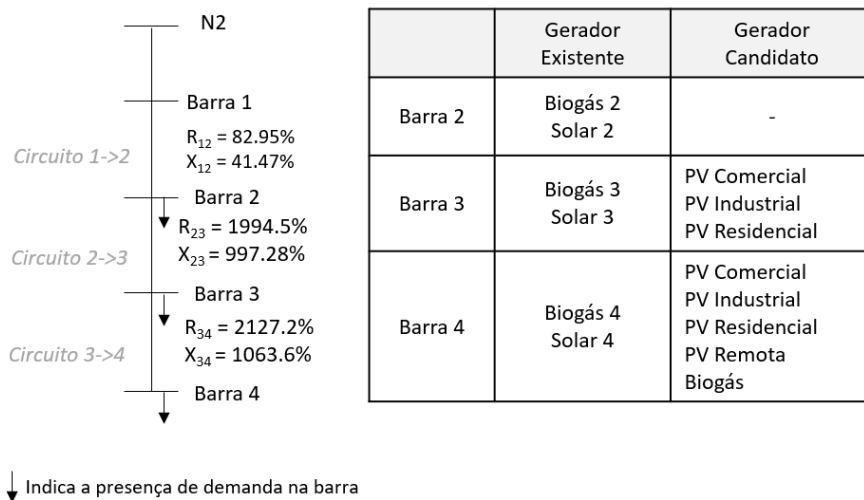


Figura 57 – Alimentador da ENEL Goiás.

Neste alimentador, a demanda e geração por fonte em 2030, para um dia típico da semana (dia útil) e *season* que representa os meses de janeiro, fevereiro e março, são indicadas respectivamente nas Figura 58 e Figura 59⁵⁸. É possível observar que a geração existente no alimentador não é suficiente para suprir a demanda e, portanto, o modelo de otimização precisará importar energia da Rede Básica e/ou construir novos recursos.

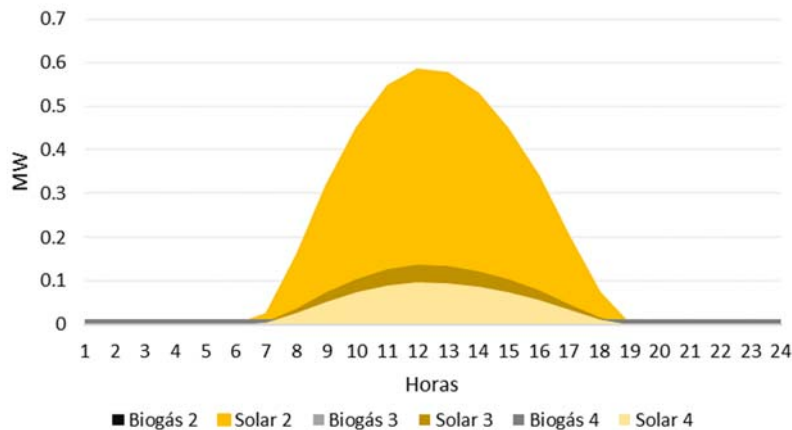


Figura 58 – Geração existente no alimentador da ENEL Goiás.

⁵⁸ O Optgen é simulado por *seasons* e dias típicos.

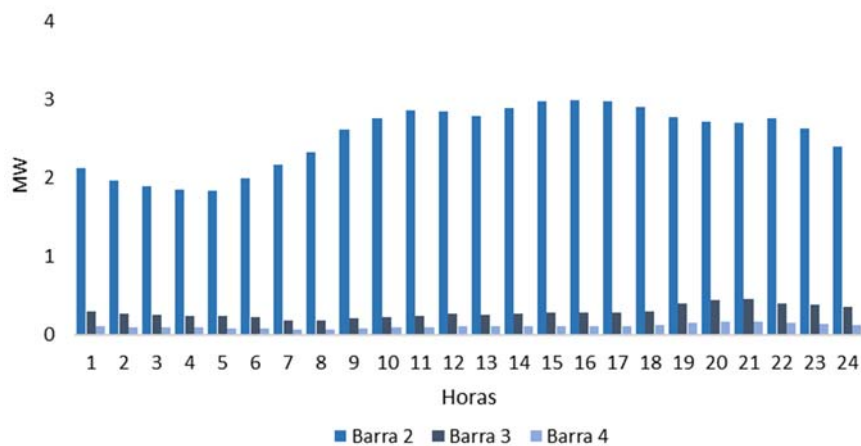


Figura 59 – Demanda por barra do alimentador da ENEL Goiás.

No caso da representação detalhada, com perdas explícitas, o modelo opta por construir na barra 3 os candidatos de GDFV comercial e industrial e na barra 4 a candidata a Biogás. A térmica a biogás contribui para o suprimento da demanda da barra 4 e da barra 3, como pode ser observado pela Tabela 26 que indica o fluxo de energia nos circuitos do alimentador. Nota-se o fluxo reverso no circuito 3->4 e, em alguns horários em que há irradiação solar, fluxo reverso no circuito 2->3. Assim, recursos existentes, REDs da expansão (biogás e GDFV), além da importação de energia do N1 são utilizados para suprir a demanda no alimentador e as perdas.

Tabela 26: Fluxo nos circuitos – Representação Detalhada no N3 – Perdas explícitas.

| Hora | Circuito 1->2 | Circuito 2->3 | Circuito 3->4 |
|------|---------------|---------------|---------------|
| 1 | 2.72 | 0.27 | (0.03) |
| 2 | 2.48 | 0.23 | (0.03) |
| 3 | 2.35 | 0.21 | (0.03) |
| 4 | 2.28 | 0.20 | (0.04) |
| 5 | 2.27 | 0.19 | (0.04) |
| 6 | 2.39 | 0.18 | (0.04) |
| 7 | 2.40 | 0.12 | (0.05) |
| 8 | 2.22 | 0.03 | (0.06) |
| 9 | 2.30 | - | (0.03) |
| 10 | 2.29 | (0.01) | - |
| 11 | 2.29 | (0.02) | - |
| 12 | 2.24 | (0.02) | - |
| 13 | 2.19 | (0.02) | - |
| 14 | 2.34 | (0.01) | - |
| 15 | 2.53 | - | (0.03) |
| 16 | 2.73 | 0.04 | (0.05) |
| 17 | 3.05 | 0.13 | (0.04) |
| 18 | 3.33 | 0.22 | (0.03) |
| 19 | 3.62 | 0.37 | (0.01) |
| 20 | 3.67 | 0.43 | (0.00) |

| | | | |
|----|------|------|--------|
| 21 | 3.71 | 0.45 | (0.00) |
| 22 | 3.62 | 0.38 | (0.01) |
| 23 | 3.46 | 0.37 | (0.01) |
| 24 | 3.12 | 0.32 | (0.02) |

Porém, no caso em que não há perdas explícitas a biogás não é construída e a demanda de energia em 2030 neste alimentador é suprida somente com recursos existente e importação de energia da Rede Básica. A Tabela 27 indica o fluxo de energia nos circuitos do alimentador no caso da representação sem perdas explícitas.

Tabela 27: Fluxo nos circuitos – Representação Simplificada no N3 – Sem contemplar perdas explícitas.

| Hora | Circuito 1->2 | Circuito 2->3 | Circuito 3->4 |
|------|---------------|---------------|---------------|
| 1 | 2.51 | 0.39 | 0.10 |
| 2 | 2.31 | 0.35 | 0.09 |
| 3 | 2.21 | 0.33 | 0.08 |
| 4 | 2.15 | 0.31 | 0.08 |
| 5 | 2.14 | 0.31 | 0.08 |
| 6 | 2.28 | 0.29 | 0.07 |
| 7 | 2.37 | 0.23 | 0.06 |
| 8 | 2.32 | 0.17 | 0.03 |
| 9 | 2.45 | 0.15 | 0.02 |
| 10 | 2.42 | 0.12 | 0.01 |
| 11 | 2.42 | 0.11 | (0.00) |
| 12 | 2.38 | 0.12 | (0.00) |
| 13 | 2.33 | 0.11 | (0.00) |
| 14 | 2.50 | 0.15 | 0.01 |
| 15 | 2.73 | 0.20 | 0.03 |
| 16 | 2.89 | 0.24 | 0.05 |
| 17 | 3.07 | 0.30 | 0.07 |
| 18 | 3.20 | 0.37 | 0.10 |
| 19 | 3.29 | 0.53 | 0.14 |
| 20 | 3.29 | 0.59 | 0.15 |
| 21 | 3.30 | 0.61 | 0.16 |
| 22 | 3.29 | 0.53 | 0.14 |
| 23 | 3.14 | 0.51 | 0.13 |
| 24 | 2.85 | 0.46 | 0.12 |

A Figura 60 indica o fluxo no circuito 3->4 extraído das Tabela 26 e Tabela 27. É possível notar que com a representação detalhada a geração a biogás na barra 4 contribui para exportar energia para o alimentador evitando uma maior importação de energia da Rede Básica para suprir demanda do final do alimentador, que resultaria em maiores perdas de energia ao longo da rede. Destaca-se ainda que a geração a biogás contribui para o suprimento da demanda nos horários em que não há geração solar. Já na representação simplificada, a energia necessária para suprir a demanda deste alimentador é importada do N1.

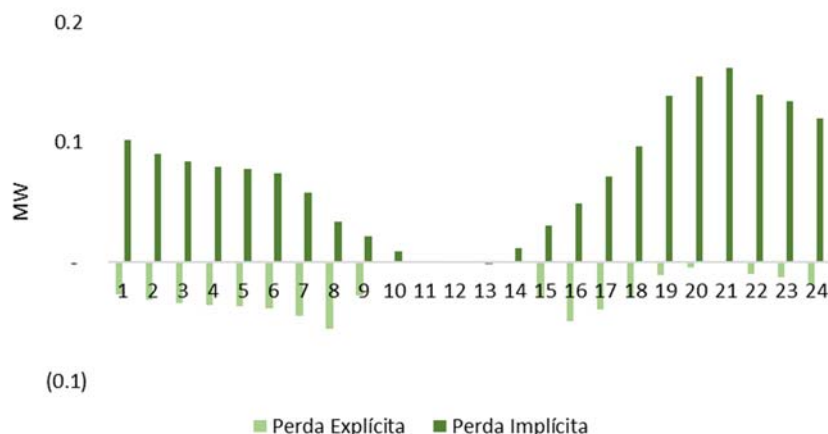


Figura 60 – Fluxo no circuito 3->4 nas representações detalhada e simplifica.

A representação detalhada da rede permite contemplar atributos locais dos REDs na análise do planejamento da expansão, e resulta em maior tempo de simulação. A Tabela 28 ilustra o tempo de CPU, em horas, nas simulações de cada distribuidora.

Tabela 28: Tempo de simulação no N2/N3 por distribuidora.

| Distribuidora | Optgen (h) | Sddp (h) | Total (h) | Distribuidora | Optgen (h) | Sddp (h) | Total (h) |
|---------------|------------|----------|-----------|---------------|------------|----------|-----------|
| AME | 2.6 | 0.6 | 3.2 | ENGI MG | 4.6 | 0.8 | 5.4 |
| CEB | 7.6 | 1.3 | 8.9 | ENGI MS | 0.7 | 0.8 | 1.5 |
| CEEE | 20.1 | 3.7 | 23.8 | ENGI MT | 23.4 | 3.6 | 27.0 |
| CELESC | 44.5 | 5.8 | 50.3 | ENGI PB | 9.6 | 2.0 | 11.6 |
| CEMIG | 11.9 | 14.4 | 26.3 | ENGI RO | 0.7 | 0.9 | 1.6 |
| COPEL | 5.4 | 9.2 | 14.6 | ENGI SE | 2.7 | 0.7 | 3.5 |
| CPFL Paulista | 4.5 | 7.2 | 11.7 | ENGI SSE | 6.2 | 2.2 | 8.4 |
| CPFL PIRAT | 1.1 | 1.5 | 2.6 | ENGI TO | 5.3 | 1.0 | 6.3 |
| CPF RGE | 4.4 | 6.4 | 10.9 | EQTL AL | 4.6 | 1.1 | 5.7 |
| CPFL SCRUZ | 0.5 | 0.8 | 1.2 | EQTL MA | 17.8 | 2.8 | 20.6 |
| EDP ES | 8.4 | 1.8 | 10.3 | EQTL PA | 20.1 | 3.4 | 23.5 |
| EDP SP | 15.2 | 2.9 | 18.1 | EQTL PI | 6.7 | 1.8 | 8.5 |
| ENEL CE | 13.8 | 3.1 | 17.0 | LIGHT | 56.6 | 5.2 | 61.9 |
| ENEL GO | 19.5 | 4.3 | 23.8 | NEOE BA | 8.4 | 10.8 | 19.2 |
| ENEL RJ | 16.8 | 3.0 | 19.8 | NEOE PE | 31.4 | 4.9 | 36.3 |
| ENEL SP | 9.7 | 7.8 | 17.5 | NEOE RN | 8.4 | 1.9 | 10.3 |
| ENGI AC | 0.2 | 0.2 | 0.4 | NEOE SP | 57.3 | 12.1 | 69.4 |

6.1.4.2 Expansão dos REDs e Perdas Técnicas

A metodologia proposta de planejamento da expansão com representação dos REDs permite considerar múltiplos cenários de geração para os recursos energéticos distribuídos e, nas simulações do sistema de distribuição (N2/N3), representar a infraestrutura da rede elétrica e perdas técnicas. A representação da rede, perdas e múltiplos cenários de geração no

planejamento da expansão permite contemplar aspectos locais dos recursos energéticos distribuídos. Neste sentido, esta seção tem por objetivo ilustrar para alimentadores de duas distribuidoras os resultados da expansão dos REDs e efeitos nas perdas técnicas.

Destaca-se que os resultados nesta seção são resultantes de um planejamento *ótimo*, cuja função objetivo é minimizar o custo de investimento somado ao valor esperado da operação, que considera um conjunto de candidatos definidos *a priori*. Portanto, é uma abordagem de expansão **com visão centralizada** que se traduz em uma expansão de máximo benefício (“*welfare*”) para o sistema. Uma vez que a adoção dos REDs é *descentralizada*, com base no comportamento e predisposição individual dos consumidores, a otimização centralizada não se traduz, na prática, na maneira como os REDs vão ser adotados. Entretanto, a otimização centralizada serve de *benchmark* para avaliar os incentivos que devem direcionar a expansão feita de forma descentralizada.

Considere um alimentador da distribuidora CEB cujas informações são indicadas na Figura 61 e cujos valores de demanda, em MW, para um dia de dezembro de 2035, estão indicados na Figura 62.

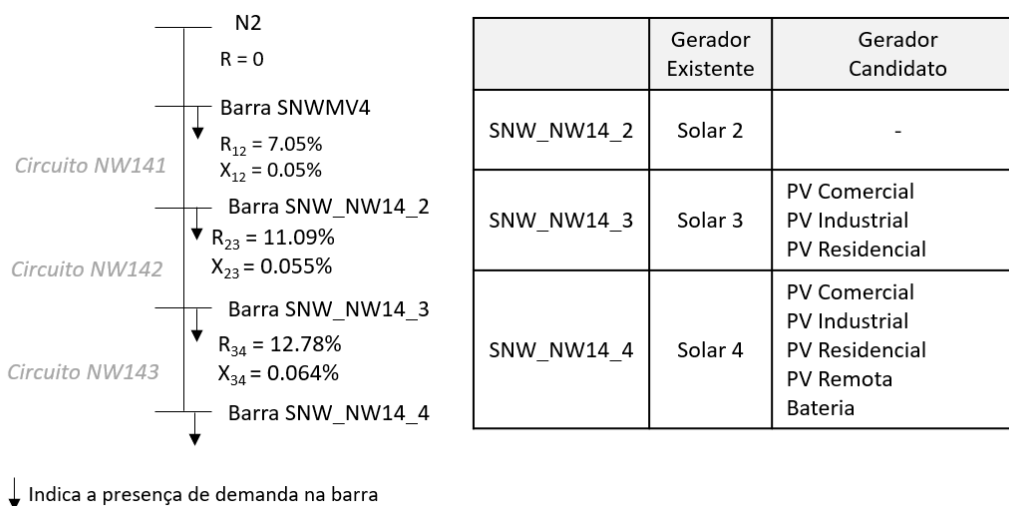


Figura 61 – Alimentador Exemplo – CEB.

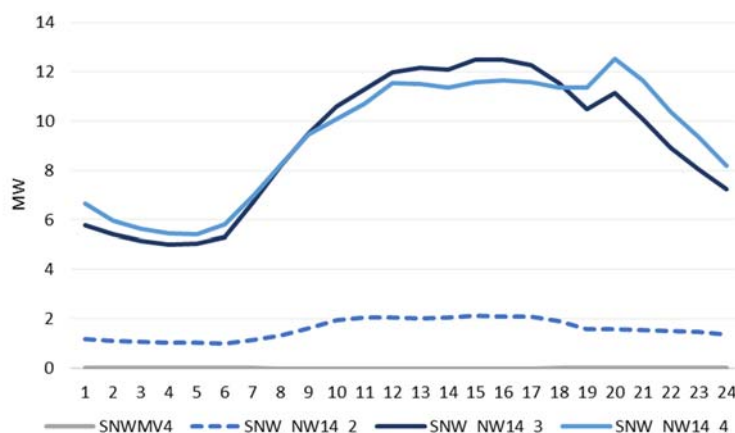


Figura 62 – Demanda nas barras do alimentador da CEB em um dia de Dezembro de 2035.

A demanda líquida nas barras do alimentador definida pela diferença hora a hora, entre a demanda e geração existente dos REDs é ilustrada na Figura 63, para a série 5. Além disso, o fluxo nos circuitos deste alimentador neste dia e série é indicado na Figura 64 e as perdas nos circuitos do alimentador na Figura 65. As perdas totais totalizam 19.9 MW que correspondem a aproximadamente 4% da demanda no alimentador.

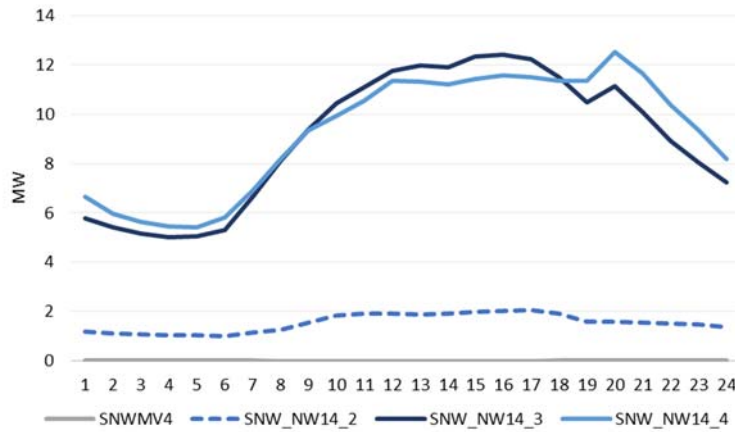


Figura 63 – Demanda Líquida nas barras do alimentador da CEB – Pré Expansão.

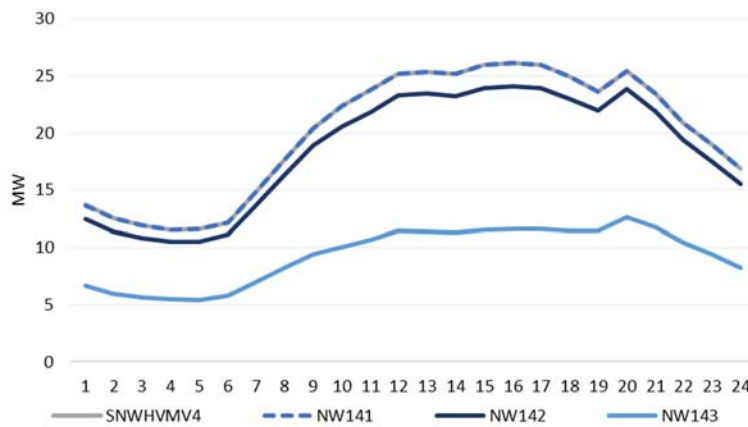


Figura 64 – Fluxo nos circuitos do alimentador da CEB – Pré Expansão.

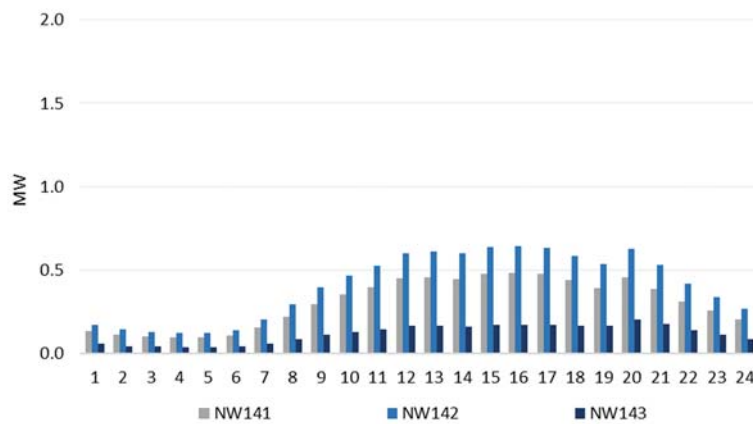


Figura 65 – Perda nos circuitos do alimentador da CEB – Pré Expansão.

Com o planejamento ótimo da expansão, entre os projetos candidatos a expansão, indicados na Figura 61, são construídas as GDFV do tipo comercial e industrial na barra SNW_NW14_3 e GD solar do tipo remota na barra SNW_NW14_4. Assim, para o mesmo dia de dezembro de 2035, série e alimentador, indica-se na Figura 66, Figura 67 e Figura 68 a demanda líquida nas barras, o fluxo nos circuitos e perdas após a expansão no N2/N3.

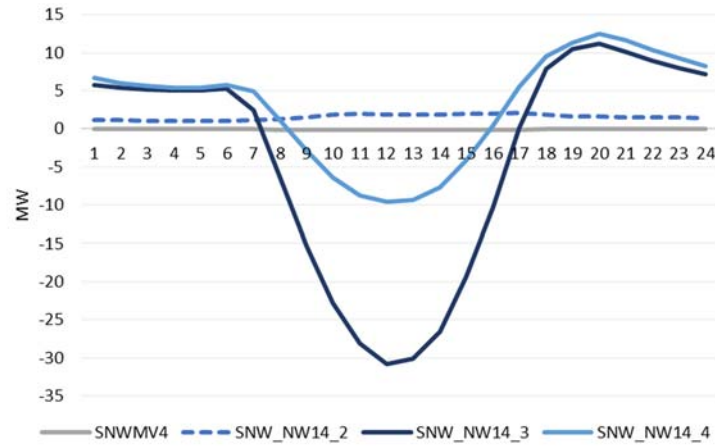


Figura 66 – Demanda Líquida nas barras do alimentador da CEB – Pós Expansão.

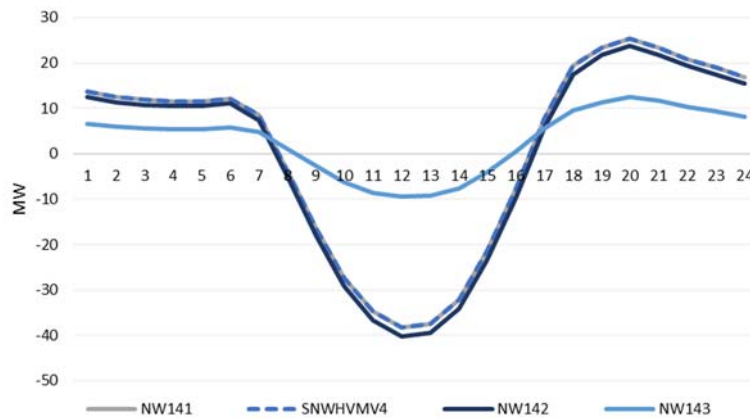


Figura 67 – Fluxo nos circuitos do alimentador da CEB – Pós Expansão.

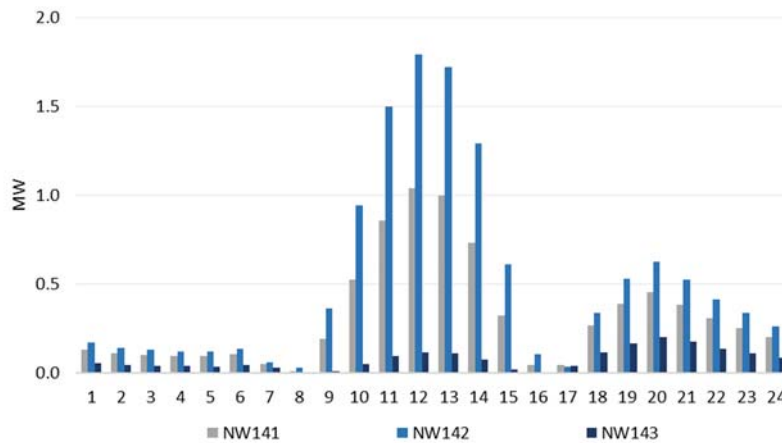


Figura 68 – Perda nos circuitos do alimentador da CEB – Pós Expansão.

É possível observar que nos horários em que há geração solar e, portanto, geração dos REDs do tipo GDFV, há fluxo reverso ao longo do alimentador e, também para a rede básica uma vez que o fluxo é negativo no circuito SNWHVMV4 (Figura 67). Além disso, destaca-se que a presença de GDFV na expansão resultou em aumento das perdas *neste alimentador, série e ano*, com perda total diária de 21.8 MW que correspondem a 4.5% da demanda no alimentador.

Porém, não se pode concluir que REDs ou, mais especificamente GDFVs aumentam sempre perdas nos alimentadores. O impacto de REDs nas perdas é influenciado por diversos fatores que incluem topologia da rede de distribuição, parâmetro dos circuitos, localização dos REDs, capacidade instalada dos recursos, perfil e montante de demanda no alimentador, dentre outros.

Considere agora um outro alimentador, da distribuidora ENGI-Tocantins cujas características são indicadas na Figura 69, os valores de demanda em cada barra, em MW, para um dia de dezembro de 2035, estão indicados na Figura 70.

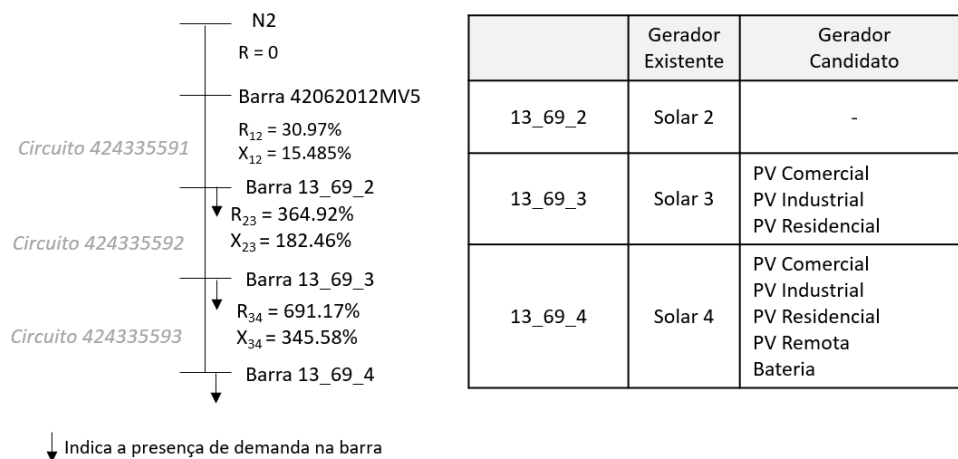


Figura 69 – Alimentador Exemplo – ENGI-TO.

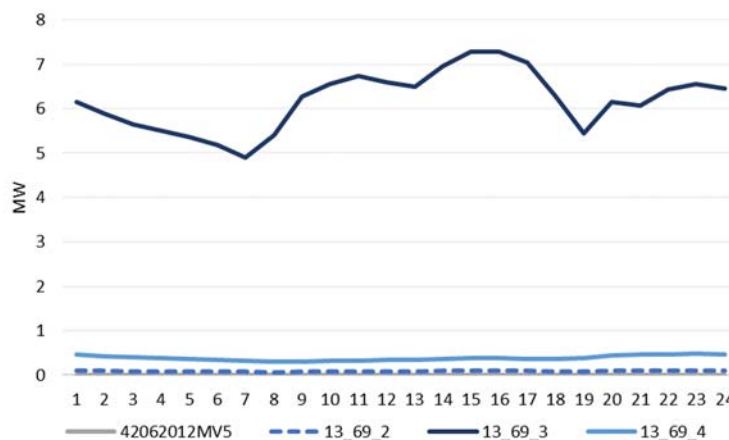


Figura 70 – Demanda nas barras do alimentador da ENGI-TO em um dia de Dezembro de 2035.

De forma similar à análise desenvolvida para o alimentador na CEB, a Figura 71, Figura 72 e Figura 73 indicam respectivamente, a demanda líquida nas barras do alimentador, o fluxo e as perdas nos circuitos do alimentador antes do planejamento da expansão. Neste alimentador da ENGI Tocantins, as perdas totais neste dia totalizam 43 MW que correspondem a aproximadamente 26% da demanda do alimentador.

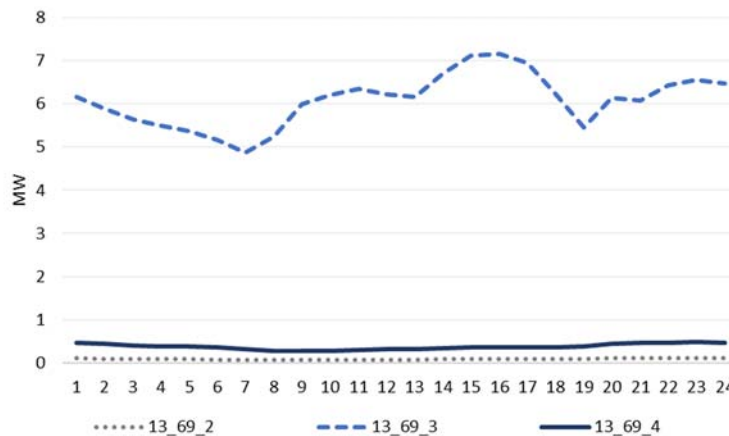


Figura 71 – Demanda Líquida nas barras do alimentador da ENGI-TO – Pré Expansão.

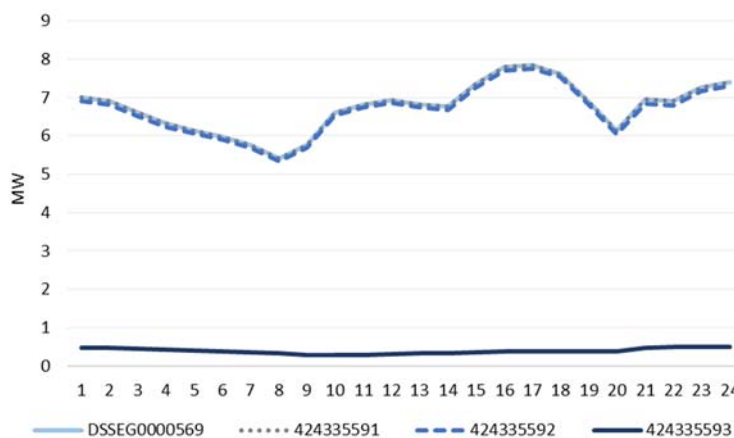


Figura 72 – Fluxo nos circuitos do alimentador da ENGI-TO – Pré Expansão.

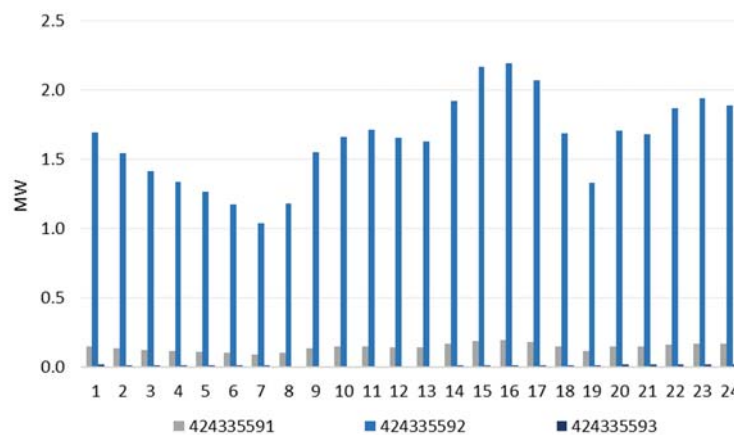


Figura 73 – Perda nos circuitos do alimentador da ENGI-TO – Pré Expansão.

Com o planejamento da expansão, são construídos os projetos de GDFV industrial e comercial na barra 13_69_3 e, GDFV do tipo comercial, industrial na barra 13_69_4, além da bateria. A Figura 74, Figura 75 e Figura 76 ilustra respectivamente a demanda líquida nas barras do alimentador, fluxo e perdas nos circuitos do alimentador após a expansão.

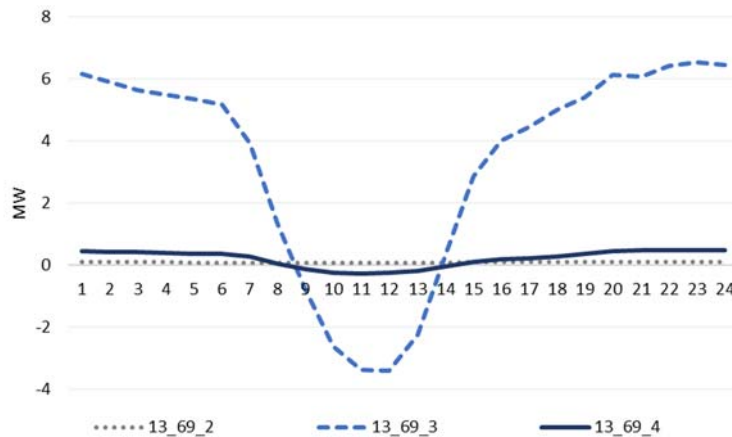


Figura 74 – Demanda Líquida nas barras do alimentador da ENGI-TO – Pós Expansão.

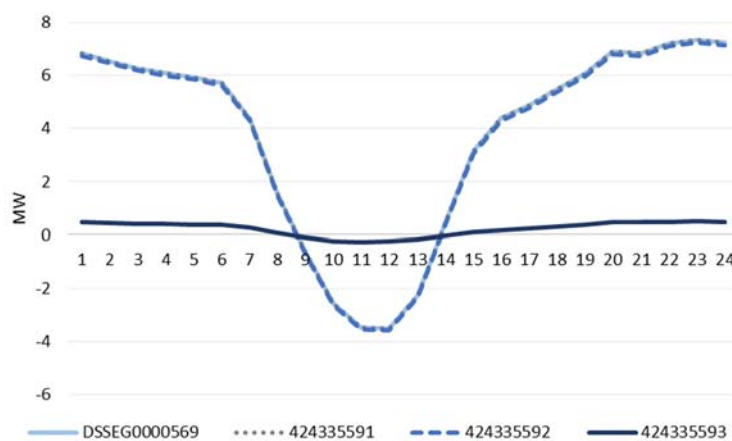


Figura 75 – Fluxo nos circuitos do alimentador da ENGI-TO – Pós Expansão.

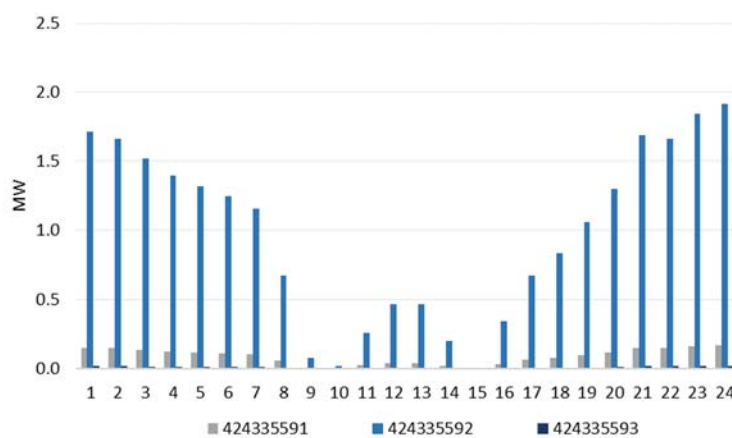


Figura 76 – Perda nos circuitos do alimentador da ENGI-TO – Pós Expansão.

As perdas totais neste alimentador e série neste dia, totalizam 25.7 MW que correspondem a 16% da demanda, indicando que neste caso, ao contrário do observado no alimentador da CEB, a presença de REDs contribui para a redução das perdas técnicas no alimentador.

Assim, conforme mencionado, não se pode afirmar *a priori* que a presença de REDs contribuem para redução ou aumento de perdas em alimentadores e/ou distribuidoras.

6.1.4.3 Representação Detalhada da Rede no N2

Conforme mencionado no capítulo 5, seção 5.2.3, neste estudo é feito o exercício de simular a rede completa no N2 construída a partir dos dados em formato .pwf do PDE 2029 para as distribuidoras EDP São Paulo e Celesc. Nesta seção apresentam-se os resultados da expansão com a representação detalhada da rede no N2 e no N3 para a 1ª iteração de maneira a comparar com os resultados obtidos para essas mesmas distribuidoras.

○ EDP São Paulo

A rede N2 da EDP SP representada no estudo contém cerca de 130 barras sendo 30 de 88 kV e o restante de 138 kV. A essas barras do nível N2, foram conectadas as 58 subestações do nível N3 além das injeções da rede de fronteira da rede básica e os geradores localizados na alta tensão da distribuidora.

A Figura 77 indica a expansão ano a ano incremental, em MW, por tecnologia, no caso com rede simplificada no N2 (nó único) e detalhada no N3, enquanto a Figura 78 indica a expansão anual incremental com rede detalhada no N2 e N3.

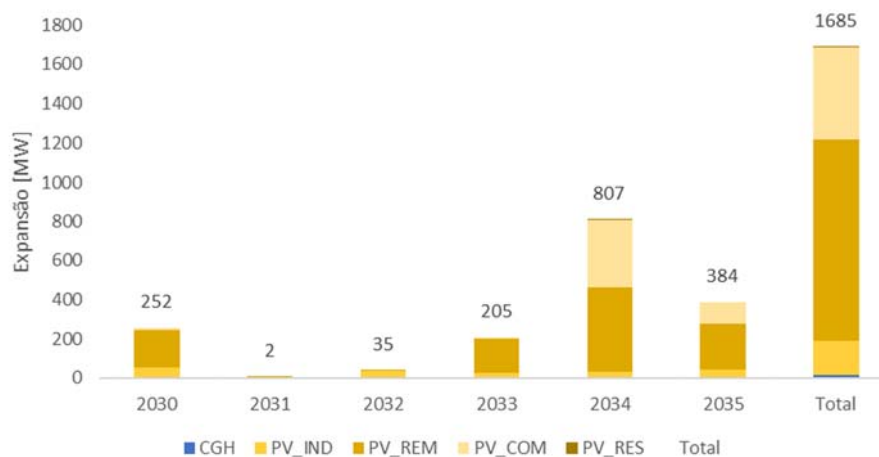


Figura 77 – Expansão anual incremental em MW – Rede Simplificada no N2 e Detalhada no N3 – EDP-SP.

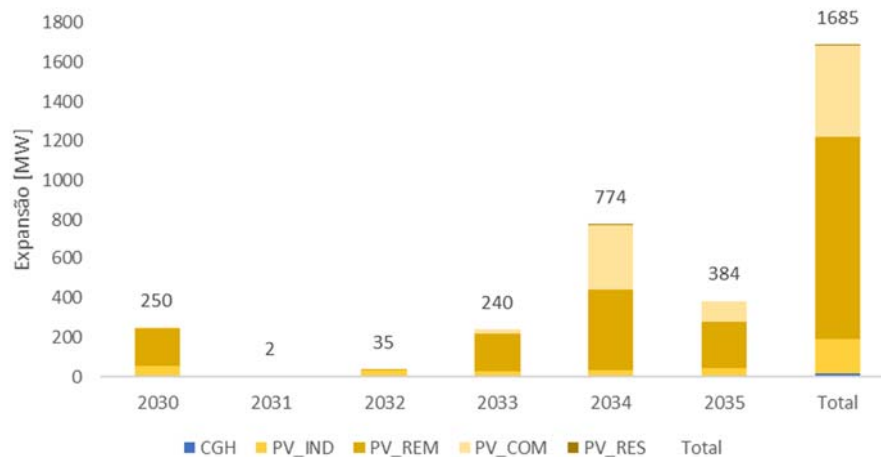


Figura 78 – Expansão anual incremental em MW – Rede Detalhada no N2 e Detalhada no N3 – EDP-SP.

Observa-se da Figura 77 e Figura 78 que a principal diferença entre os planos de expansão consiste na data de entrada dos REDs nos anos de 2033 e 2034. No caso com rede detalhada no N2/N3, há maior expansão em 2033 se comparado ao caso com rede simplificada no N2 e, em contrapartida, menor investimento em REDs em 2034. Isso ocorre pois, com a representação detalhada na rede no N2 e, portanto, perdas na rede de ATD, antecipar a entrada de recursos que estão localizados próximos à demanda na média e baixa tensão da distribuidora permite reduzir a importação de recursos da Rede Básica (N1) para atender a demanda e perdas. Porém, destaca-se que em ambos os casos o *total* de capacidade instalada no horizonte de estudo (2030-2035) na distribuidora não se altera, sendo, aproximadamente 1.7 GW.

A Figura 79 indica os valores médios de geração por fonte, em percentual da demanda, incluindo o montante de energia importada da Rede Básica para atender a demanda, nos dois casos, para todos os anos do horizonte de estudo. É possível observar que no caso com rede detalhada no N2/N3, em que há maior entrada de REDs em 2033 há menor importação de energia do N1.

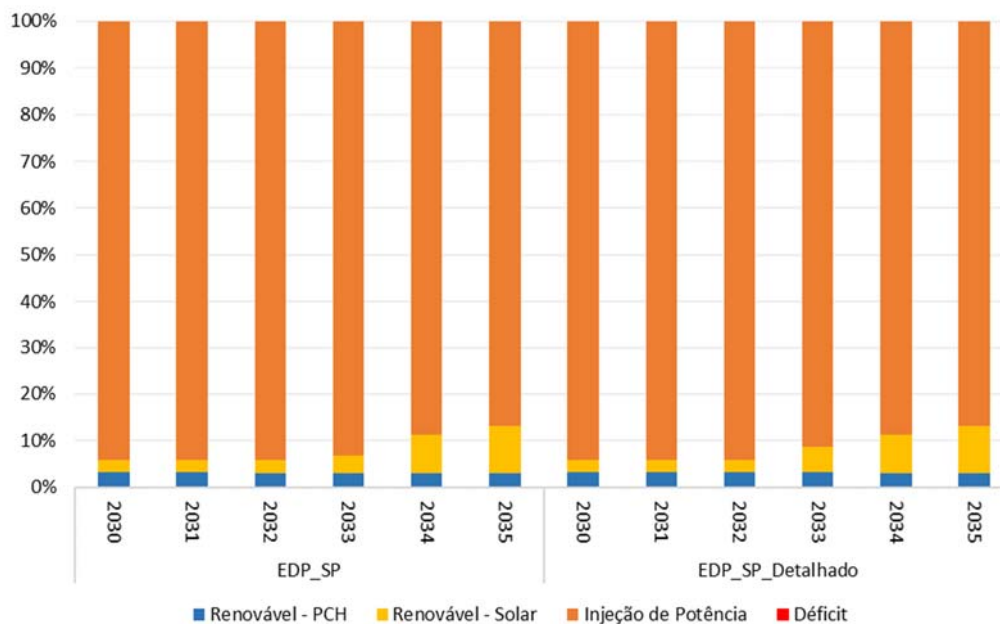


Figura 79 – Geração horária média anual, em %, para os casos com N2 simplificado e detalhado.

Em relação aos tempos de execução, destaca-se que o caso com N2 simplificado (nó único) e N3 detalhado levou 18 horas, enquanto o caso com N2 e N3 detalhados resultaram em um tempo total de execução de 42 horas.

Observando os resultados totais de inserção de RED e a quantidade de horas adicionadas ao tempo de execução, conclui-se que há pouco ganho na representação detalhada do N2 em termos de capacidade total de REDs adicionada, para a configuração estudada.

- Celesc

A rede N2 detalhada da CELESC representada no estudo contém cerca de 215 barras sendo 150 de 138 kV e o restante de 69 kV. A essas barras do nível N2, foram conectadas as 190 subestações do nível N3 além das injeções da rede de fronteira da rede básica e os geradores localizados na alta tensão da distribuidora.

A Figura 80 e Figura 81 ilustram os resultados obtidos para a expansão com a rede N2 simplificada e detalhada, respectivamente. Os gráficos apresentam a expansão ano a ano incremental e o total obtido considerando os 6 anos do horizonte de estudo para ambos os casos.

Os resultados apresentaram padrões semelhantes ao da distribuidora EDP SP. Os casos com a rede N2 detalhada e simplificada apresentam uma expansão total de REDs igual considerando todo o horizonte que totaliza 2.06 GW divididos em Solar, bateria, CGH, biogás e eólica.

Contudo, a expansão desses dois casos apresenta *timing* distintos de maneira que no caso com rede detalhada no N2/N3, a expansão em 2032 é maior do que no caso com rede simplificada no N2. Isso ocorre pois, com a representação detalhada na rede no N2 e, portanto, perdas na rede de ATD, antecipar a entrada de recursos que estão localizados próximos à demanda na

média e baixa tensão da distribuidora, permite reduzir a importação de recursos da Rede Básica (N1) para atender a demanda e perdas.

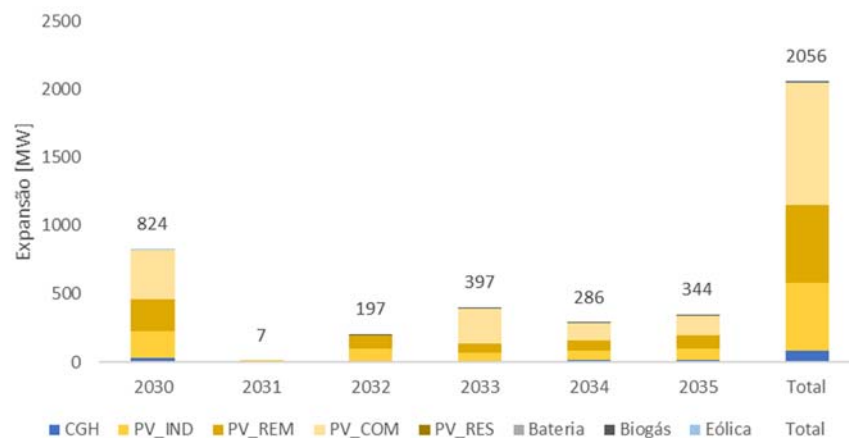


Figura 80 – Expansão anual incremental em MW – Rede Simplificada no N2 e Detalhada no N3 – CELESC.

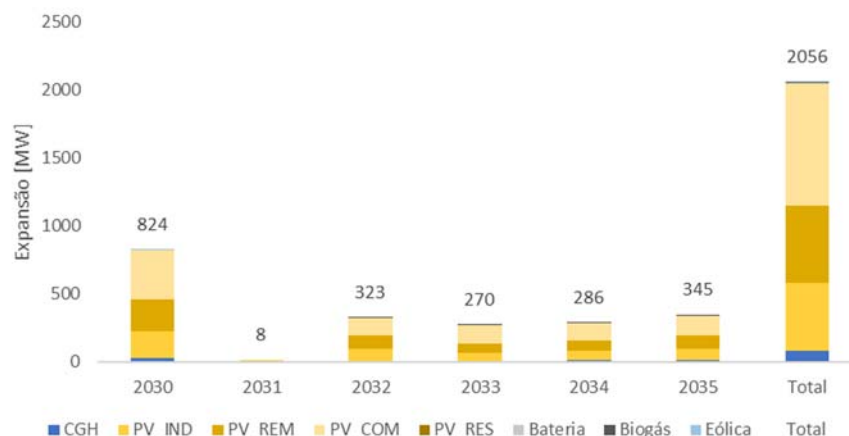


Figura 81 – Expansão anual incremental em MW – Rede Detalhada no N2 e Detalhada no N3 – CELESC.

Em relação aos tempos de execução, destaca-se que o caso com N2 simplificado (nó único) e N3 detalhado levou 50 horas, enquanto o caso com N2 e N3 detalhados resultaram em um tempo total de execução de 94 horas.

Observando os resultados totais de inserção de RED e a quantidade de horas adicionadas ao tempo de execução, conclui-se que há pouco ganho na representação detalhada do N2 em termos de capacidade total de REDs adicionada, para a configuração estudada.

6.1.5 Operação na Rede de Distribuição – N2/N3

Após o planejamento da expansão, realiza-se uma simulação operativa horária de cada distribuidora, em cada ano do horizonte de estudo. Assim, a

Figura 82 e Figura 83 indicam para os anos de 2030 e 2035 os valores médios de geração por fonte, em percentual da demanda de cada distribuidora, incluindo também o montante de energia importada da Rede Básica para o suprimento da demanda. Destaca-se que de 2030

para 2035, há uma tendência de redução da importação de energia do N1 e aumento da geração com os recursos internos da distribuidora (existentes e expandidos pelo Optgen).

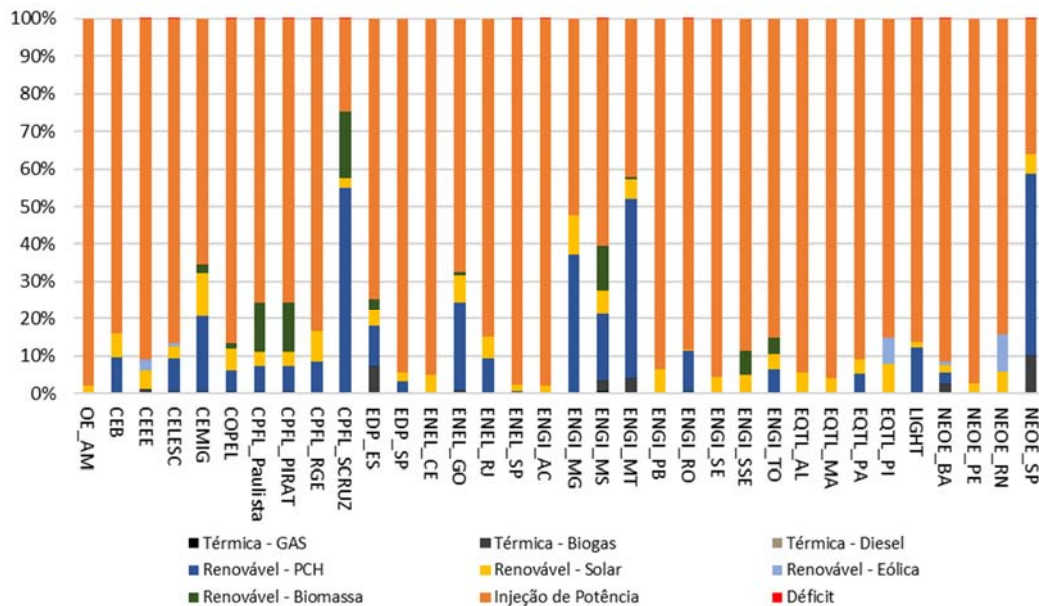


Figura 82 – Geração média por distribuidora, em %, 2030 – 1ª iteração.

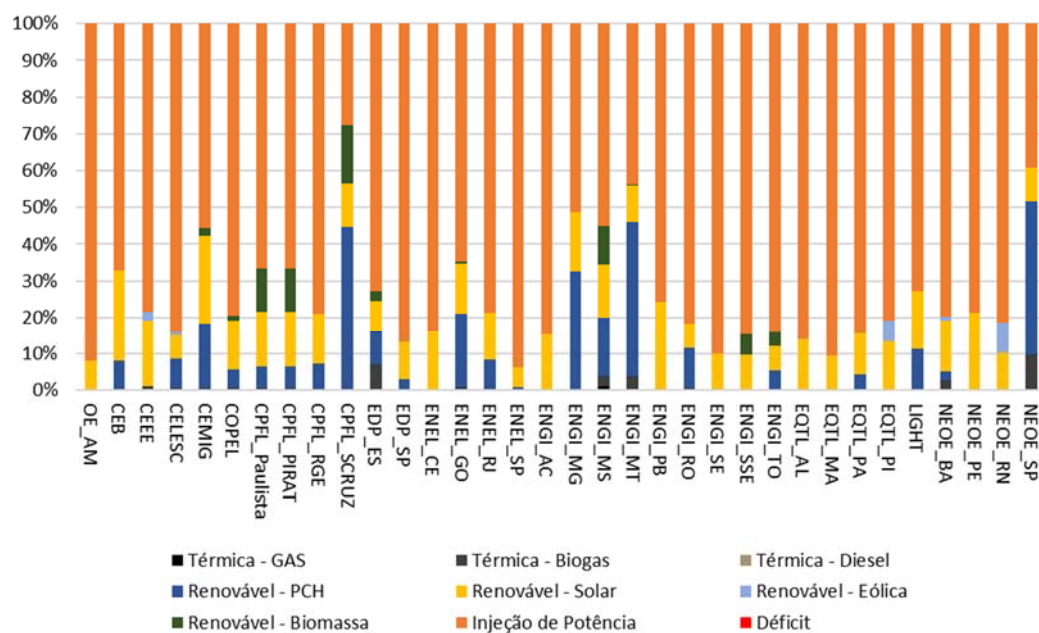


Figura 83 – Geração média por distribuidora, em %, 2035 – 1ª iteração.

Como destacado anteriormente, após a expansão do sistema indicada pelo Optgen, realiza-se uma simulação operativa horária do sistema com o software SDDP, para as 10 séries e todos os anos do horizonte de estudo.

A Figura 84 e Figura 85 apresentam o resultado da operação horária para uma semana em Abril nos anos de 2030 e 2035 da distribuidora CEB. Observa-se no fim do horizonte, o aumento significativo da geração de solar e pequenas centras hidrelétricas, resultante da decisão de expansão dessas fontes pelo modelo de planejamento da expansão.

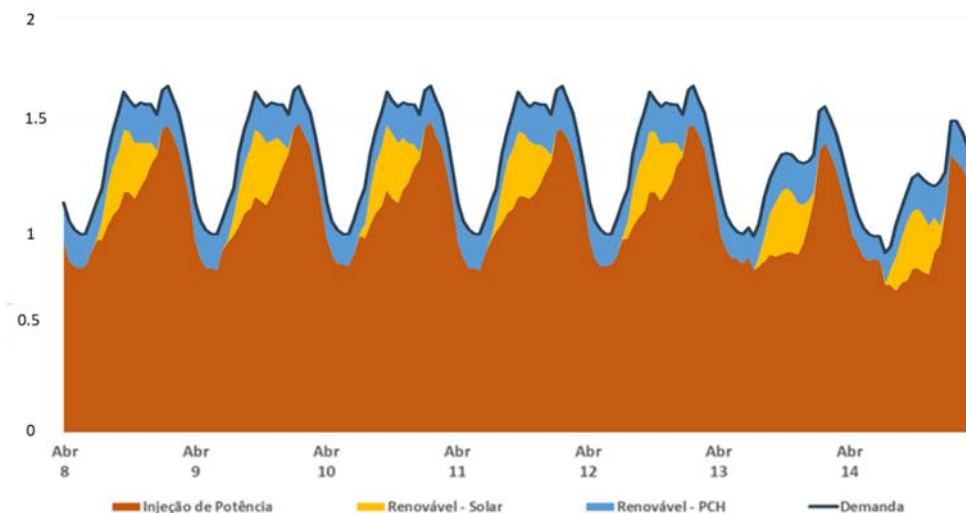


Figura 84 – Balanço horário na 2ª semana de Abril de 2030 - CEB.

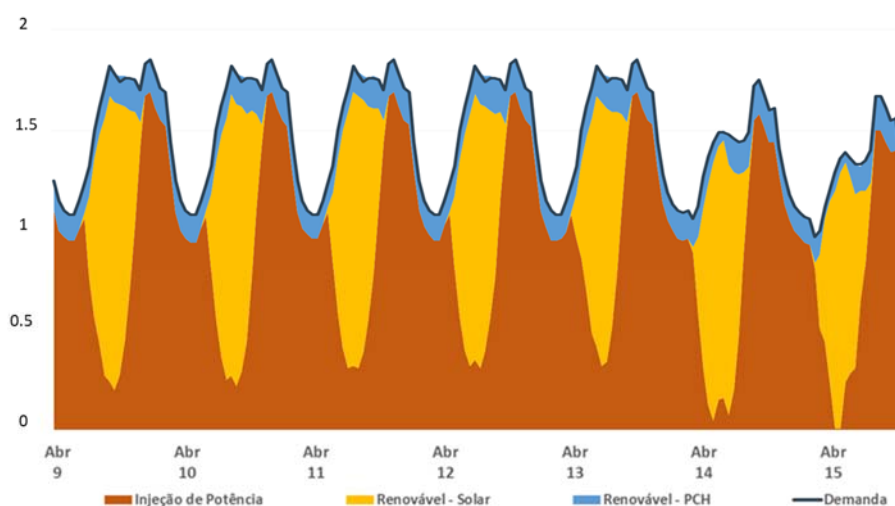


Figura 85 – Balanço horário na 2ª semana de Abril de 2035 - CEB.

Por serem fontes não controláveis e não despacháveis, o atendimento da demanda em diversas horas é realizado através da injeção de potência, ou seja, da importação de energia da rede básica. Além disso, ainda que a penetração desses recursos distribuídos seja significativa, não há vertimento de energia para a rede básica, ou seja, a produção dos recursos internos da distribuidora não supera a demanda. Destaca-se que o vertimento é baixo e/ou inexistente, dada a expansão do sistema ser realizada por um modelo de otimização que elege a quantidade ótima de RED de forma a não haver “desperdício” de energia.

6.2 Resultados da 2ª Iteração

A metodologia de expansão proposta além de hierárquica e integrada é iterativa e, portanto, esta seção tem por objetivo apresentar os resultados obtidos na 2ª iteração das simulações. Dessa forma, considerando os resultados da 1ª iteração de expansão dos REDs no N2/N3 e o procedimento de *feedback* descrito na seção 3.5, é realizada uma nova expansão seguindo a cadeia de modelos apresentada na seção 5.3.

6.2.1 Planejamento da Geração e Interconexão - N1

O planejamento da geração, com decisão de expansão integrada da geração e intercâmbios, na 1ª e 2ª iteração é indicado na Figura 86 considerando a base de dados e premissas descritas no capítulo 5.

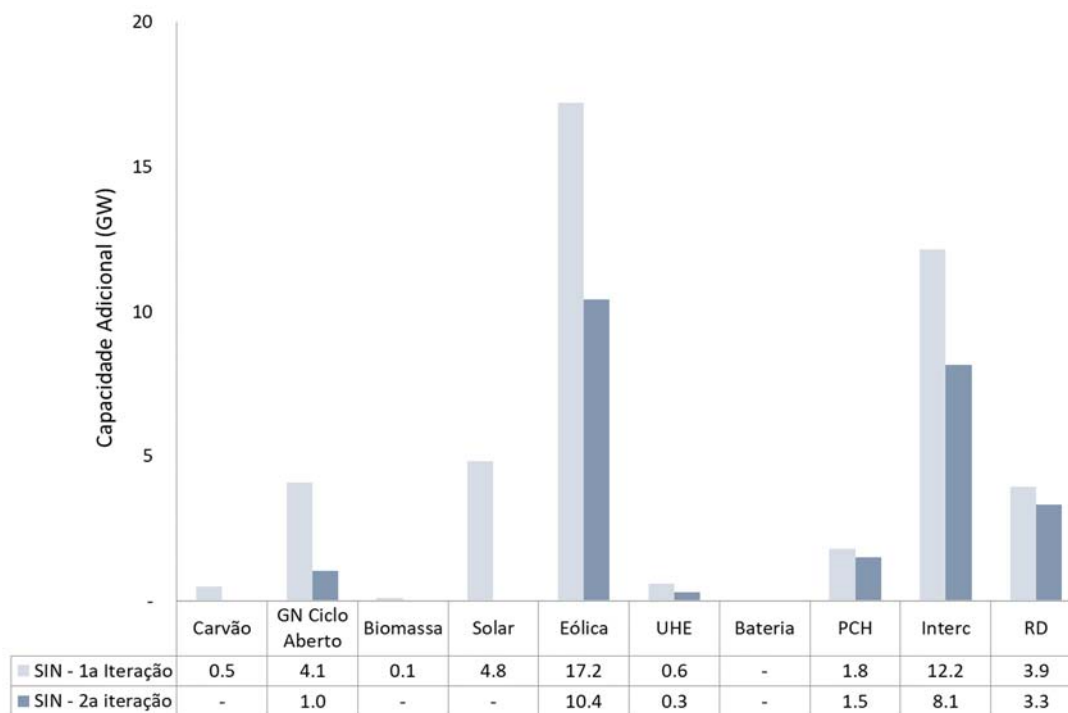


Figura 86 – Expansão da Geração e Interconexão em Capacidade Instalada - 2030 a 2035 – 1ª e 2ª Iteração.

É possível observar da Figura 86 que ao considerar a expansão endógena dos REDs resultante da 1ª iteração, indicada na Figura 56, *não* há investimento em solar centralizada no horizonte de 2030-2035. Isso ocorre uma vez que as solares descentralizadas representadas no N1 através de injeção proveem ao sistema atributos similares à solar centralizada. Acrescenta-se ainda que, conforme observado na Figura 56, a expansão de GDFV é predominante na região Sudeste do país onde encontra-se o principal centro de carga.

Além disso, destaca-se que a expansão dos REDs reduz em aproximadamente 7 GW a expansão de eólica centralizada que contribui para diminuir a ampliação do intercâmbio entre os subsistemas, uma vez que as interconexões são importantes para escoar a produção eólica na região Nordeste para outras regiões do país. A Figura 87 indica para o horizonte de estudo a expansão anual dos intercâmbios.

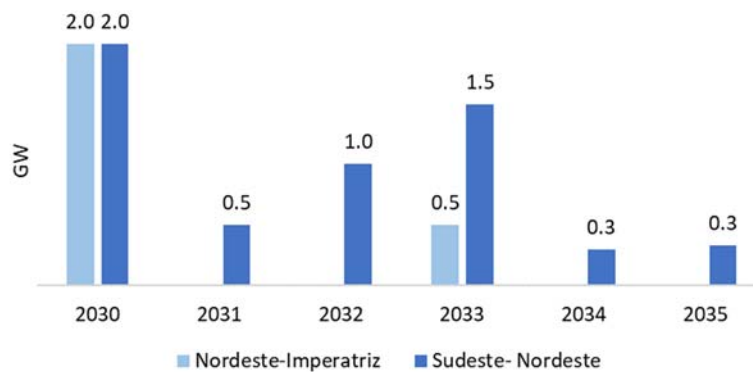


Figura 87 – Expansão das Interconexões de 2030 a 2035 – 2ª Iteração.

Pode-se também notar da Figura 86 a redução em capacidade instalada de GN Ciclo Aberto em comparação à 1ª iteração. Isso é decorrente de fatores como (i) presença de REDs que podem contribuir com o suprimento da demanda, especialmente GDFV que contribui com a demanda máxima em alguns meses do ano que ocorre durante horários do dia coincidentes com períodos de elevada irradiação solar; (ii) elevada flexibilização de hidroelétricas para contribuir com balanço geração-demanda.

Adicionalmente, observa-se na 2ª iteração a expansão de aproximadamente 3.3 GW de projetos de Resposta da Demanda, no horizonte de 2030 a 2035, que se distribuem entre as regiões do país conforme Figura 88, com maior predominância na região Norte.

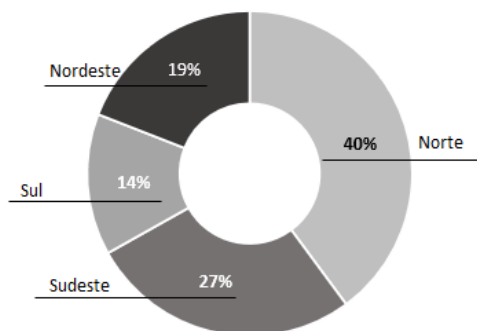


Figura 88 – Expansão Percentual da Resposta da Demanda no N1 por região do país – 2ª iteração.

6.2.2 Planejamento da Transmissão - N1

O planejamento da expansão G&T é hierárquico e, portanto, após a expansão da geração (e intercâmbios), realiza-se o planejamento da transmissão. O resultado da expansão da transmissão nesta 2ª iteração utilizando o modelo *Optnet* é apresentado na Tabela 29 e Figura 89.

A Tabela 29 indica o custo total de investimento resultante desta nova iteração considerando a expansão de linhas e transformadores obtidas pelo modelo de planejamento. O custo total da expansão desta iteração foi de 44.6 bilhões de reais considerando todo o horizonte da análise.

Tabela 29: Custos da Expansão Robusta da Transmissão – 2ª iteração.

| | |
|--|--|
| Custo Total de Investimento | R\$ 44.6 bilhões |
| Custo da Expansão em Linhas de Transmissão | R\$ 43.9 bilhões - 153 linhas - |
| Custo da Expansão em Transformadores | R\$ 0.7 bilhão - 12 transformadores - |

A Figura 89 apresenta a quantidade de linhas de transmissão e transformadores investidos nesta nova iteração do sistema de transmissão dividido por região e nível de tensão. Assim como na 1ª iteração, a expansão do sistema de transmissão está concentrada nos subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste.

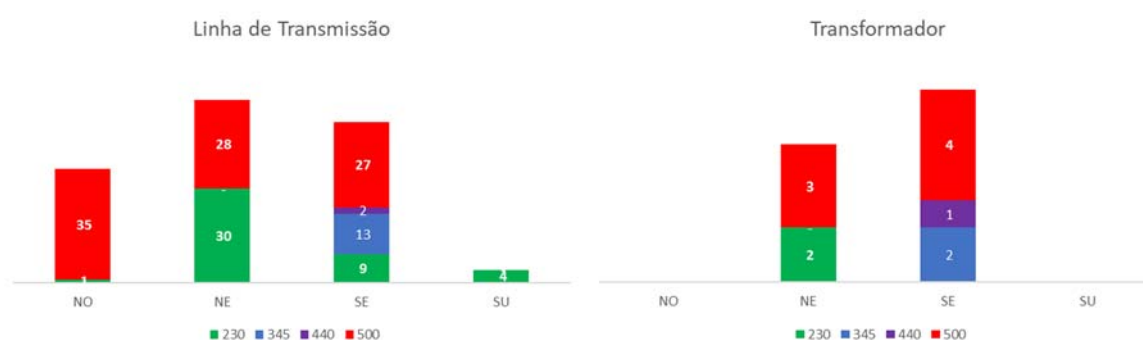


Figura 89 – Quantidade de LTs e Transformadores por região e nível de tensão [kV] – 2ª iteração.

Observa-se da Tabela 29 e Figura 89 que na 2ª iteração a quantidade de linhas e transformadores expandidos é inferior à obtida na 1ª iteração, resultando em menor custo total de investimento em infraestrutura de rede de transmissão.

Neste caso da 2ª iteração, o sistema do N1 está acoplado à entrada dos 67 GW de REDs obtidos na 1ª iteração do planejamento do N2/N3. Dessa forma, com a entrada de recursos mais próximo a carga que resulta em menor expansão da geração do nível N1, a expansão de transmissão nesta 2ª iteração foi menor do que a obtida na 1ª iteração.

6.2.3 Acoplamento N1- N2/N3

6.2.3.1 Custo Marginal nas Barras de Fronteira

Conforme apresentado no Capítulo 3, o Custo Marginal de Operação (CMO) nas barras de fronteira é uma das informações necessárias para o acoplamento dos níveis N1 e N2/N3. Assim, os resultados do CMO horário resultante da simulação energética da 2ª iteração são utilizados no acoplamento dos níveis N1-N2/N3.

A Figura 90 e Figura 91 indicam, respectivamente, para os anos de 2030 e 2035, regiões Nordeste, Sudeste, Norte e Sul, o CMO médio das dez séries simuladas nos meses do ano. De forma geral, pode-se observar que na 2ª iteração, com a presença de REDs no sistema, há a tendência de redução dos CMOs médios do sistema.

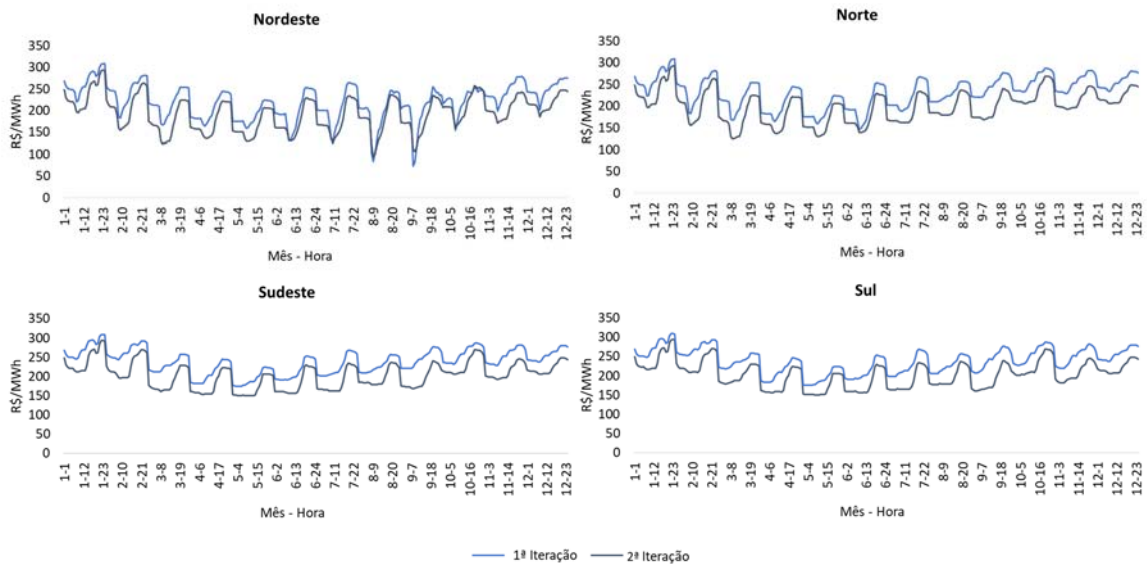


Figura 90 – CMO médio nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2030, na 1ª e 2ª iteração.

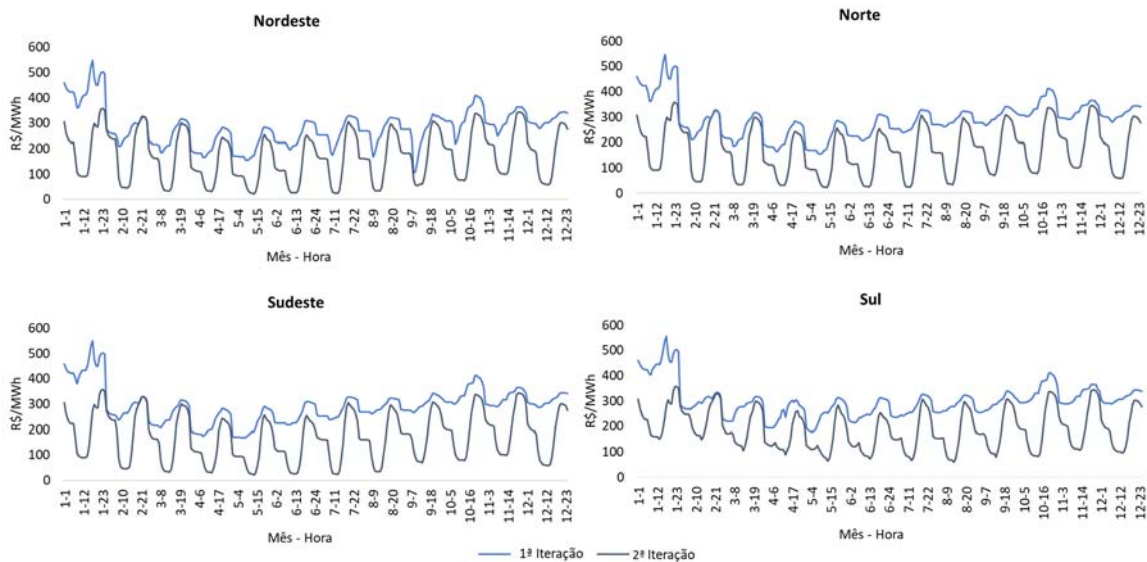


Figura 91 – CMO médio nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2035, na 1ª e 2ª iteração.

Destaca-se que a redução do CMO médio entre a 1ª e a 2ª iteração é mais expressiva em 2035 do que em 2030 por existir uma maior presença de recursos distribuídos no sistema, especialmente recursos do tipo GDFV (conforme indicado na Figura 56). A Figura 92 destaca para o mês de março e subsistema Sudeste o CMO médio em 2035 na 1ª e 2ª iteração. É possível observar a redução do CMO médio na 2ª iteração nos horários em que há irradiação solar, em função da expansão da geração descentralizada do tipo GDFV na 1ª iteração do N2/N3.

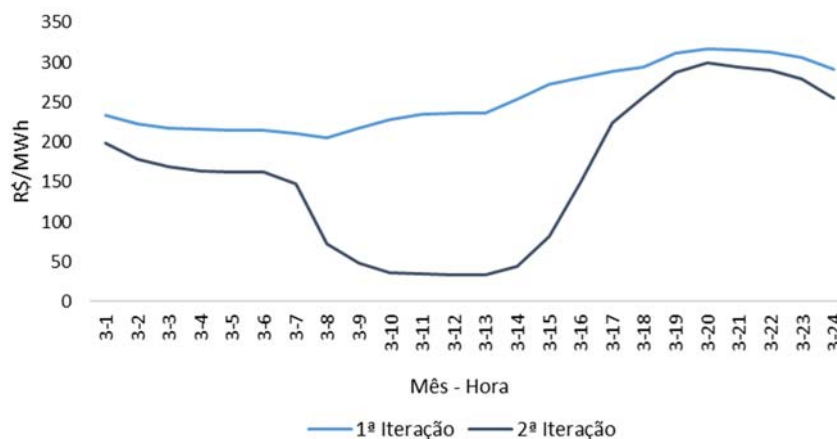


Figura 92 – CMO médio nas barras de fronteira do SE – Março de 2035.

6.2.3.2 TUST nas Barras de Fronteira

Além do CMO nas barras de fronteira, o acoplamento entre os níveis N1 e N2/N3 também ocorre através da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Dessa forma, considerando as mesmas premissas, a metodologia descrita na 5.2.2.2 e o novo resultado de investimento total no sistema de transmissão nesta nova iteração, obtém-se o valor de TUSTc nas barras de fronteira de cada distribuidora nos anos de interesse.

As Figura 93 e Figura 94 ilustram os valores de TUSTc média por distribuidora da 1ª e 2ª iteração para os anos de 2030 e 2035, respectivamente. Observa-se uma pequena redução nos resultados da 2ª iteração em concordância com a menor expansão do sistema de transmissão. Isto é, a menor expansão do sistema de transmissão resulta em menor receita a ser paga pelo sistema de transmissão, ou seja, uma tarifa menor é cobrada dos agentes. É importante ressaltar que conforme metodologia de projeção de TUST utilizada neste trabalho, a redução da expansão da transmissão na 2ª iteração impacta somente a componente selo da tarifa, sem alteração da parcela locacional.

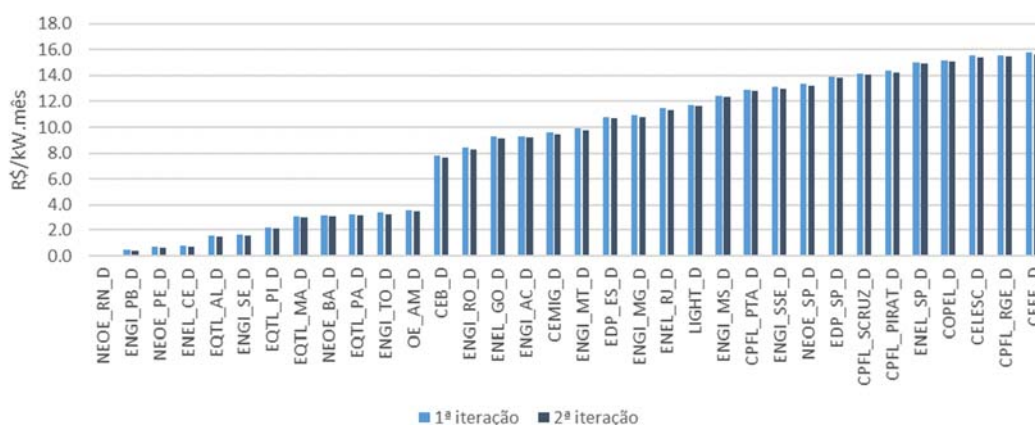


Figura 93 – TUST Média (R\$/kWmês) em 2030 por Distribuidora – 1ª e 2ª iteração.

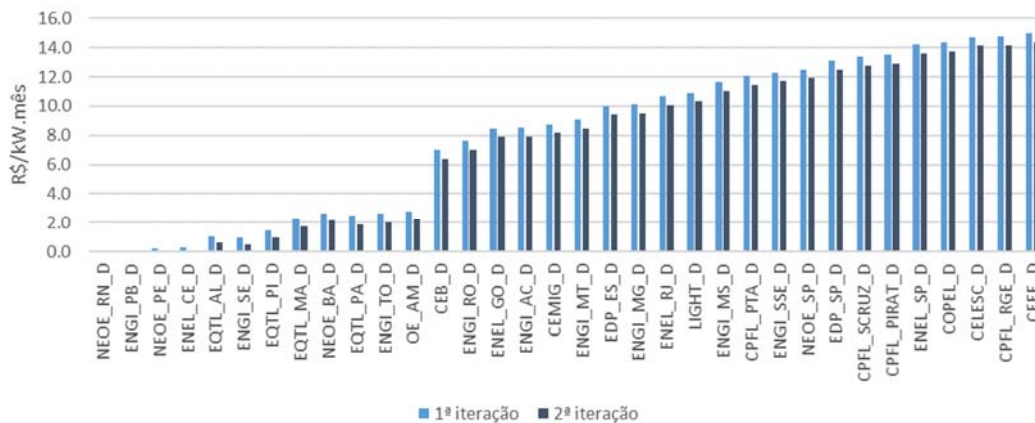


Figura 94 – TUST Média (R\$/kWmês) em 2035 por Distribuidora – 1ª e 2ª iteração.

Como a mudança entre as tarifas entre as duas iterações é mínima, a TUST não foi atualizada no planejamento da distribuição no N2/N3 a ser apresentada no próximo tópico, sem prejuízo de demonstrar o funcionamento da metodologia e modelos utilizados neste estudo.

6.2.4 Planejamento da Distribuição - N2/N3

Finalmente, com os resultados obtidos da expansão do N1, obteve-se o planejamento da distribuição N2/N3 para as 34 distribuidoras nesta nova iteração. Destaca-se que foram mantidas as premissas de custos dos candidatos, limites e representação das perdas explícitas da iteração 1. Além disso, a expansão do N2/N3 da iteração 1 não é considerada na base de dados, ou seja, a base de dados da iteração 2 contempla apenas as usinas existentes e os novos resultados do acoplamento N1/N2 para então, se obter um novo plano de expansão.

A Figura 95 ilustra a expansão total por distribuidora no horizonte de estudo (2030-2035) em capacidade instalada (MW) e por tipo de Recurso Energético Distribuído e a Tabela 30 apresenta as fontes investidas em cada distribuidora. Observa-se que o investimento total em REDs é menor nesta nova iteração em todas as distribuidoras quando comparada com a 1ª iteração e totaliza cerca de 4 GW sendo aproximadamente 85% referente a geração distribuída fotovoltaica. Dessa forma, assim como no caso da iteração 1, ainda é possível observar a predominância da geração distribuída fotovoltaica na expansão, especialmente com a GDFV do tipo comercial, industrial e remota. Contudo, em distribuidoras como a CEMIG, CPFL Paulista e NEOE_BA em que a GDFV teve um grande destaque na expansão da 1ª iteração, na 2ª iteração este recurso se tornou menos atrativo frente aos serviços da rede básica. Na CEMIG e CPFL Paulista, apenas candidatos de CGH foram construídos pelo modelo enquanto na NEOE_BA, não houve a inserção de nenhum RED sendo toda a demanda da distribuidora atendida pela Rede Básica e os recursos existentes.

Esta alteração no planejamento da expansão, especialmente de GDFV entre a 1ª e a 2ª iteração é decorrente da alteração dos custos dos serviços da Rede Básica percebido pelo modelo de expansão no N2/N3, ilustrado na Figura 90 e Figura 91. Na Figura 91 pode-se observar que os CMOs médios em 2035, na 2ª iteração, reduziram significativamente comparado à 1ª iteração, especialmente em horários próximos ao meio do dia em função do *feedback* do N2/N3 com inserção de 67 GW de GD. Assim, com os baixos custos de importação de serviços no N1 no

meio do dia, na 2ª iteração tornou-se mais atrativo importar serviços da Rede Básica do que investir em REDs, especialmente em GDFV.

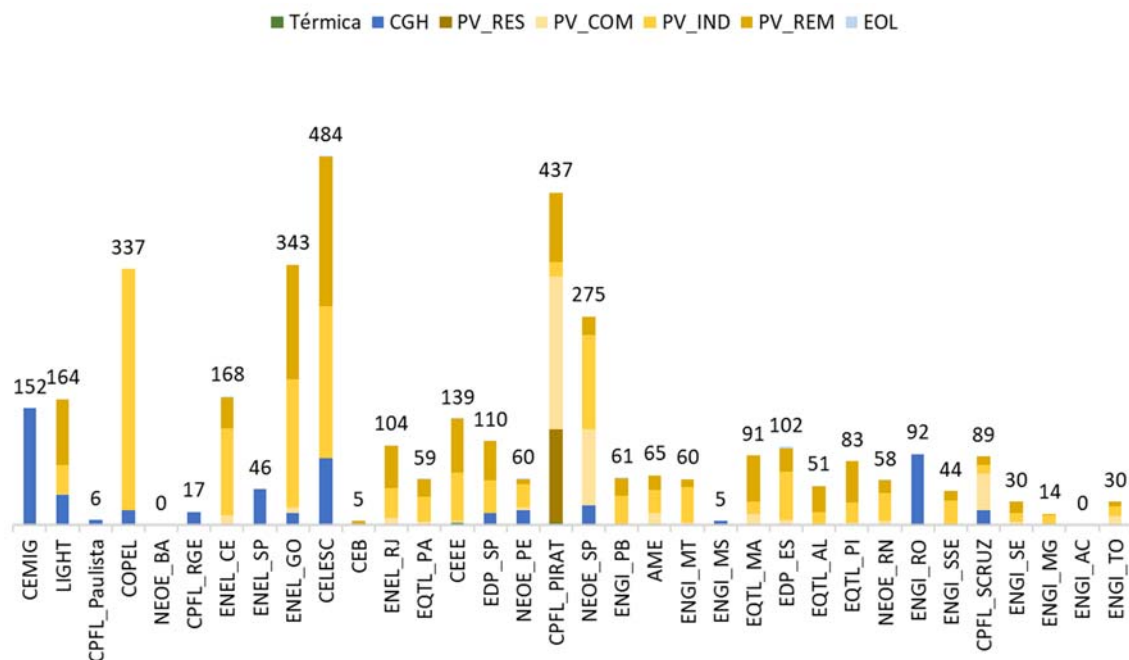


Figura 95 – Expansão Endógena dos REDs por distribuidora (em MW) – 2ª iteração.

Acrescenta-se que, embora não seja possível observar pela Figura 95, o mix de expansão de algumas distribuidoras contempla entre os REDs as fontes eólicas e térmicas a biogás, como ocorre, por exemplo, Enel Ceará e EDP Espírito Santo. Com relação às baterias, destaca-se que em grande parte das distribuidoras há expansão desta tecnologia, porém em capacidade instalada muito reduzida.

Tabela 30: Expansão por Fonte e Distribuidora de acordo com representação da rede no N3.

| Representação | Distribuidora | Biogás | CGH | GDFV (local e remota) | Eólica |
|---|------------------|--------|-----|-----------------------|--------|
| Simplificada - Perdas Implícitas | CPFL_Paulista | × | ✓ | × | × |
| | COPEL | × | ✓ | × | × |
| | CPFL_RGE | × | ✓ | × | × |
| | CPFL_Piratininga | ✓ | | ✓ | × |
| | ENGI_MS | × | ✓ | × | |
| | ENGI_RO | × | ✓ | × | |
| | CPFL_SCRUZ | × | ✓ | ✓ | |
| | ENGI_AC | | | × | |
| | ENEL_SP | | | × | |
| | CEMIG* | × | | × | |
| NEOE_BA* | × | | × | × | |
| Detalhada - Alimentadores Equivalentes | NEOE_PE | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| | NEOE_SP | | ✓ | ✓ | |
| | LIGHT | × | ✓ | ✓ | × |

| | | | | | |
|---------------------|----------|---|---|---|---|
| - Perdas Explícitas | CELESC | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| | ENEL_CE | ✓ | | ✓ | ✓ |
| | ENEL_GO | ✓ | ✓ | ✓ | |
| | ENEL_RJ | ✓ | | ✓ | |
| | CEB | ✗ | | ✓ | |
| | EQTL_PA | ✗ | | ✓ | ✓ |
| | CEEE | ✓ | | ✓ | ✓ |
| | EDP_SP | | ✓ | ✓ | |
| | ENGI_PB | | | ✓ | ✓ |
| | AME | | | ✓ | |
| | ENGI_MT | ✓ | | ✓ | |
| | EQTL_MA | ✗ | | ✓ | |
| | EDP_ES | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| | EQTL_AL | ✗ | | ✓ | |
| | EQTL_PI | | | ✓ | |
| | NEOE_RN | | | ✓ | ✓ |
| | ENGI_SSE | | | ✓ | |
| | ENGI_SE | | | ✓ | |
| | ENGI_MG | ✗ | | ✓ | |
| | ENGI_TO | ✓ | | ✓ | |

* essas distribuidoras não possuem inconsistências nas bases de dados da BDGD. Porém, no estudo de caso utilizou-se a representação simplificada em função do tempo de solução para o planejamento da expansão.

Em que:

✓ Indica que o projeto candidato é construído

✗ Indica que o projeto candidato não é construído

■ Indica que o recurso não é considerado candidato a expansão, conforme Tabela 13.

A Figura 96 apresenta a diferença entre os resultados obtidos para a 1ª e 2ª iteração para o total de REDs e por fonte. Observa-se uma redução na expansão de todas as fontes exceto, as CGHs, Baterias e térmicas. Para as CGHs, candidatos com menor custo de investimento e operação, os resultados de expansão se mantiveram entre a 1ª e 2ª iteração. Ou seja, ainda que esta nova iteração apresente custos de compra da rede básica reduzidos, em comparação à 1ª iteração, o custo de investimento e operação desta fonte ainda a tornam competitiva. Por outro lado, as térmicas tiveram uma ligeira redução em seu investimento quando comparadas com a 1ª iteração.

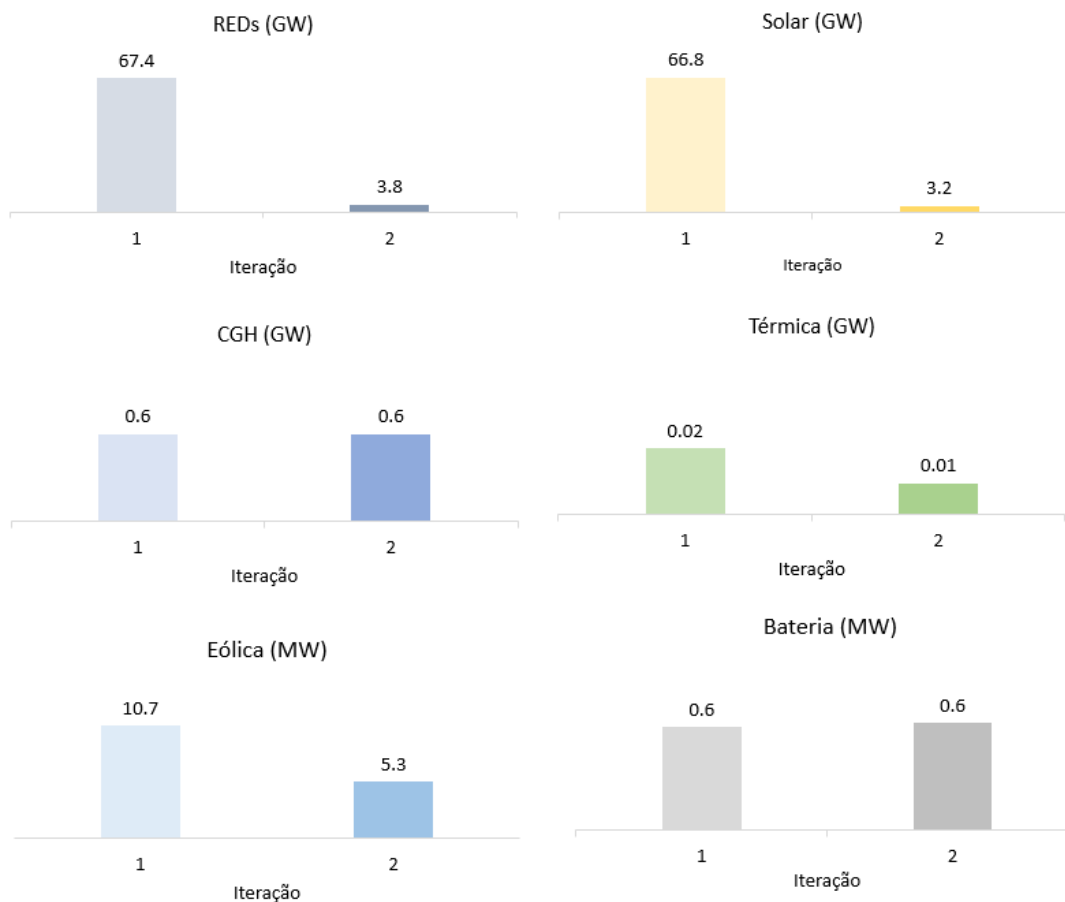


Figura 96 – Expansão Endógena dos REDs por fonte – 1ª e 2ª iteração.

6.2.5 Operação na Rede de Distribuição – N2/N3

Após o planejamento da expansão desta iteração, realiza-se uma simulação operativa horária de cada distribuidora, em cada ano do horizonte de estudo. Os resultados da operação do ano de 2030 e 2035 estão ilustrados nas Figura 97 e Figura 98, respectivamente. Nesta iteração, como a expansão dos recursos distribuídas foi tímida em comparação com a iteração 1 não se observa grandes diferenças entre o mix de geração operado entre os anos de 2030 e 2035.

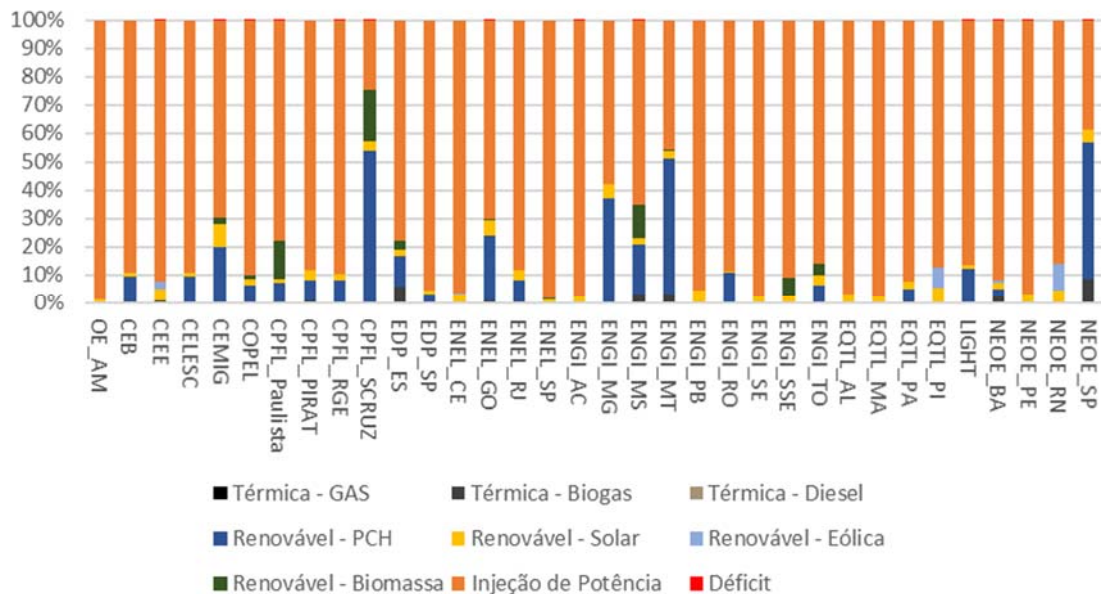


Figura 97 – Geração média por distribuidora, em %, 2030 – 2ª iteração.

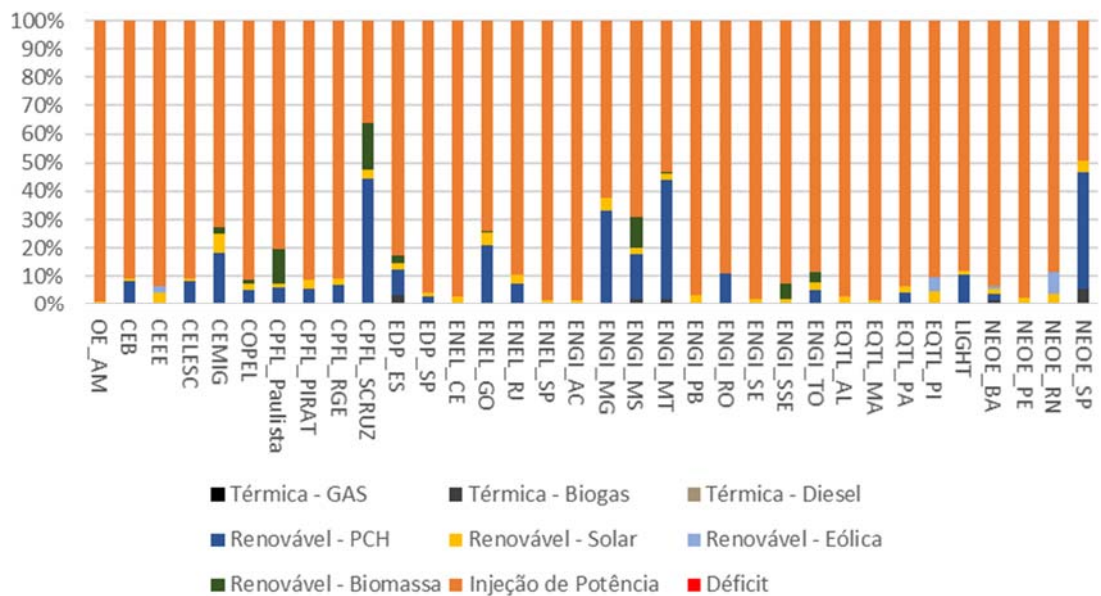


Figura 98 – Geração média por distribuidora, em %, 2035 – 2ª iteração.

6.3 Resultados da 3ª Iteração

Prosseguindo com o processo iterativo da metodologia proposta, iniciou-se a 3ª iteração das simulações conforme cadeia apresentada na seção 5.3. Nesta iteração, os resultados da expansão dos REDs no N2/N3 da 2ª iteração discutidos na seção anterior foram introduzidos no modelo de expansão do nível N1. Com a nova expansão do nível N1, os resultados de acoplamento N1-N2/N3 entraram nos modelos de expansão do nível N2/N3 para esta nova iteração. Os resultados desta terceira iteração são discutidos a seguir.

6.3.1 Planejamento da Geração e Interconexão - N1

O planejamento da geração, com decisão de expansão integrada da geração e intercâmbios, na 3ª iteração junto com os resultados já discutidos da 1ª e 2ª iteração é indicado na Figura 99 considerando a base de dados e premissas descritas no capítulo 5. Nesta nova iteração, a expansão está mais próxima da obtida na 1ª iteração do que na 2ª iteração. Esse resultado era esperado uma vez que a injeção do N2/N3 apresenta uma expansão tímida de REDs, mais perto dos 0 GW de REDs da 1ª iteração do que os 67 GW de REDs da 2ª iteração.

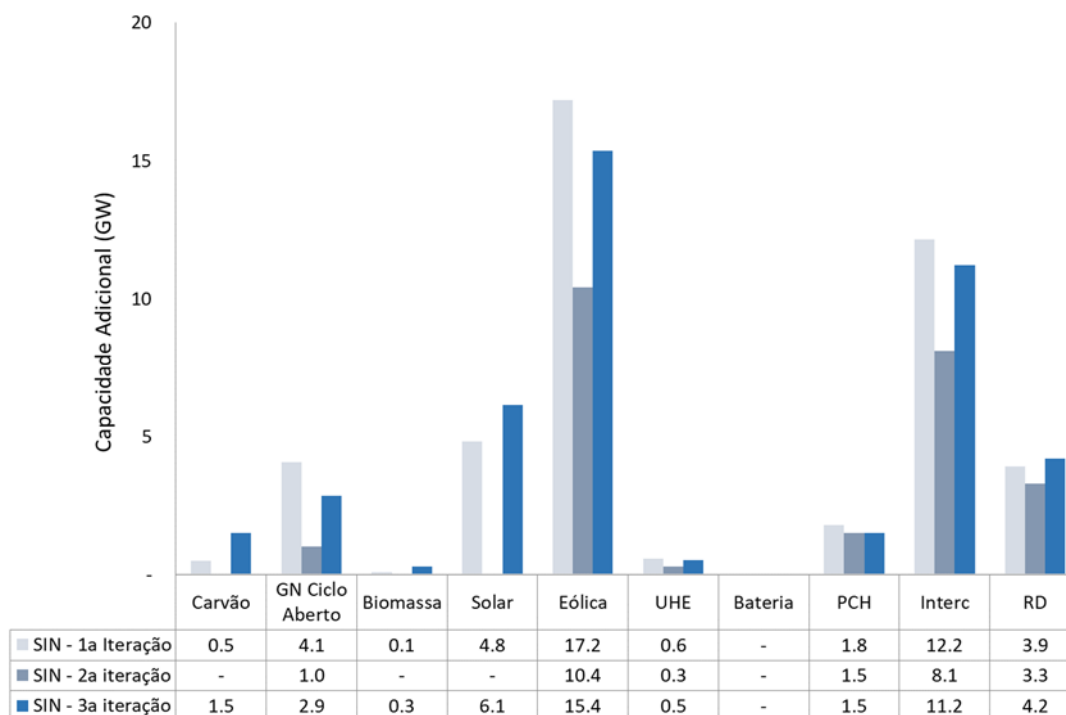


Figura 99 – Expansão da Geração e Interconexão em Capacidade Instalada - 2030 a 2035 – 1ª, 2ª e 3ª iteração.

É possível observar que nesta 3ª iteração volta a ocorrer a expansão centralizada de solar o que não ocorreu na 2ª iteração. Além disso, a expansão de cerca de 4 GW de REDs reduz em aproximadamente 2 GW a expansão de eólica centralizada, em comparação à 1ª iteração, que contribui para diminuir a ampliação do intercâmbio entre os subsistemas, uma vez que as interconexões são importantes para escoar a produção eólica na região Nordeste para outras regiões do país. A Figura 100 indica para o horizonte de estudo a expansão anual dos intercâmbios.

Pode-se também notar da Figura 99 a redução em capacidade instalada de GN Ciclo Aberto em comparação à 1ª iteração. Isso é decorrente de fatores como (i) presença de REDs que podem contribuir com o suprimento da demanda, especialmente GDFV que contribui com a demanda máxima em alguns meses do ano que ocorre durante horários do dia coincidentes com períodos de elevada irradiação solar; (ii) elevada flexibilização de hidroelétricas para contribuir com balanço geração-demanda.

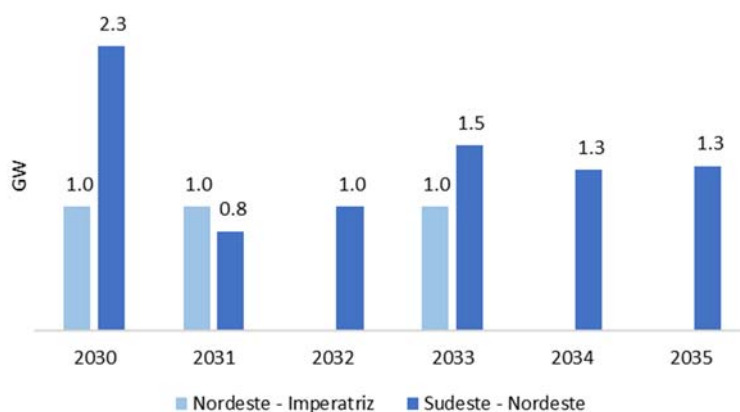


Figura 100 – Expansão das Interconexões de 2030 a 2035 – 3ª Iteração.

Em relação aos projetos de Resposta da Demanda, essa 3ª iteração resultou em uma expansão de aproximadamente 4.2 GW de projetos de Resposta da Demanda, no horizonte de 2030 a 2035, que se distribuem entre as regiões do país conforme Figura 101. Nesta iteração, os projetos de Resposta da Demanda se distribuem de maneira aproximadamente uniforme entre os submercados.

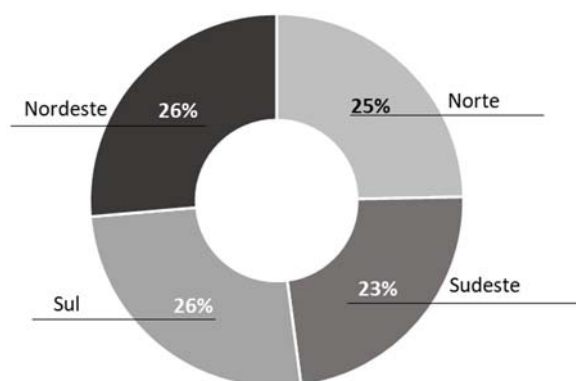


Figura 101 – Expansão Percentual da Resposta da Demanda no N1 por região do país – 3ª iteração.

6.3.2 Acoplamento N1- N2/N3

6.3.2.1 Custo Marginal nas Barras de Fronteira

Conforme apresentado no Capítulo 3, o Custo Marginal de Operação (CMO) nas barras de fronteira é uma das informações necessárias para o acoplamento dos níveis N1 e N2/N3. Assim, os resultados do CMO horário resultante da simulação energética da 3ª iteração do nível N1 são utilizados no acoplamento dos níveis N1-N2/N3.

As Figura 102 e Figura 103 ilustram, respectivamente, para os anos de 2030 e 2035, o CMO médio das dez séries simuladas nos meses do ano para os quatro subsistemas. De forma geral, pode-se observar que na 3ª iteração, com a presença de REDs no sistema, há a tendência de redução dos CMOs médios do sistema em relação a 1ª iteração, mas a redução não é tão abrupta quanto a obtida na 2ª iteração.

Em outras palavras, nesta nova iteração, a compra do serviço da rede básica no N2/N3 está mais cara do que na 2ª iteração, mas mais barato que na 1ª iteração.

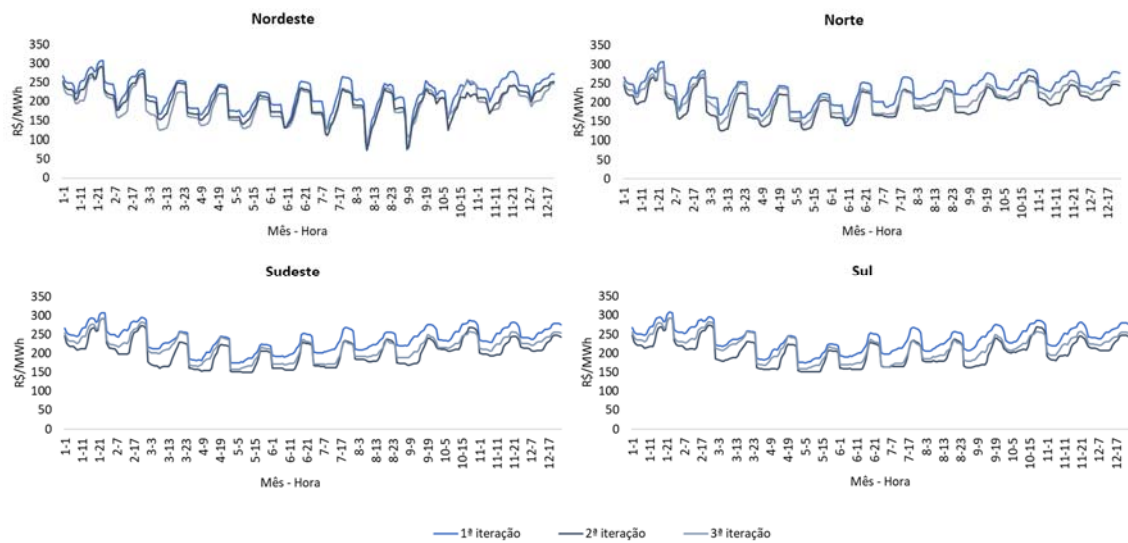


Figura 102 – CMO médio nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2030, na 1ª, 2ª e 3ª iteração.

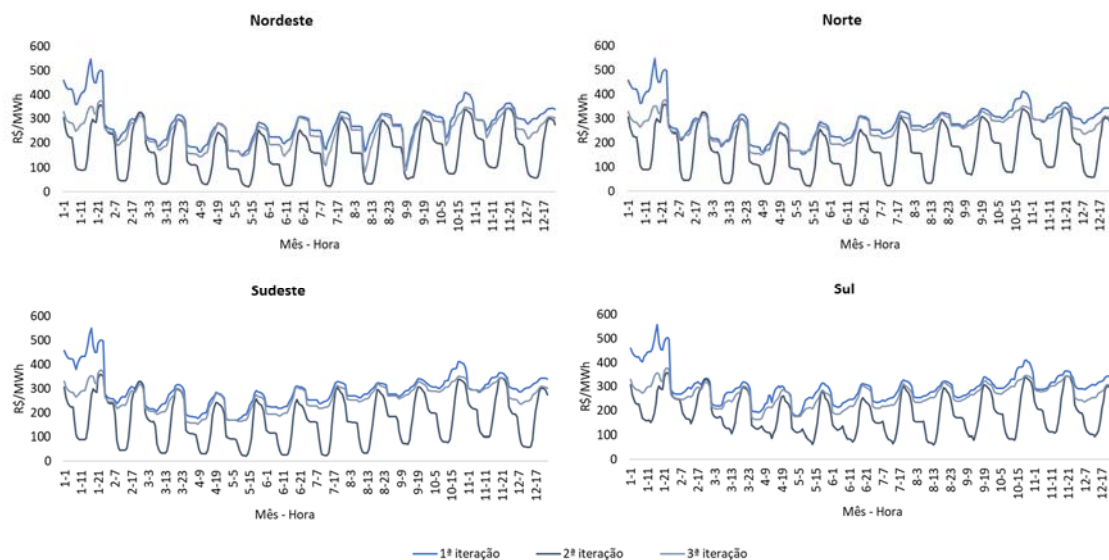


Figura 103 – CMO médio nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2035, na 1ª, 2ª e 3ª iteração.

6.3.3 Planejamento da Distribuição - N2/N3

Por fim, com os resultados obtidos da expansão do N1, realizou-se o planejamento da expansão do nível N2/N3 para as 34 distribuidoras nesta nova iteração. Destaca-se que foram mantidas as premissas de custos dos candidatos, limites e representação das perdas explícitas das iterações 1 e 2. Além disso, a expansão do N2/N3 da 2ª iteração não é considerada na base de dados, ou seja, a base de dados da 3ª iteração contempla apenas as usinas existentes e os novos resultados do acoplamento N1-N2/N3 como *input* para obter o novo plano de expansão.

A Figura 104 ilustra a expansão total por distribuidora no horizonte de estudo (2030-2035) em capacidade instalada (GW) e por tipo de Recurso Energético Distribuído e a Tabela 31 apresenta as fontes investidas em cada distribuidora. Observa-se que o investimento total em REDs é maior nesta nova iteração em todas as distribuidoras quando comparada com a 2ª iteração e totaliza cerca de 44 GW sendo 43 GW referente a geração distribuída fotovoltaica. Este resultado era esperado uma vez que a compra de serviços da rede básica está mais cara nesta 3ª iteração do que na 2ª iteração Figura 102 – CMO médio nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2030, na 1ª, 2ª e 3ª iteração.(Figura 102 e Figura 103).

Dessa forma, assim como nos casos anteriores, ainda é possível observar a predominância da geração distribuída fotovoltaica na expansão, especialmente com a GDFV do tipo comercial, industrial e remota. Além disso, assim como ocorreu na 1ª iteração, houve investimento desta fonte em todas as distribuidoras.

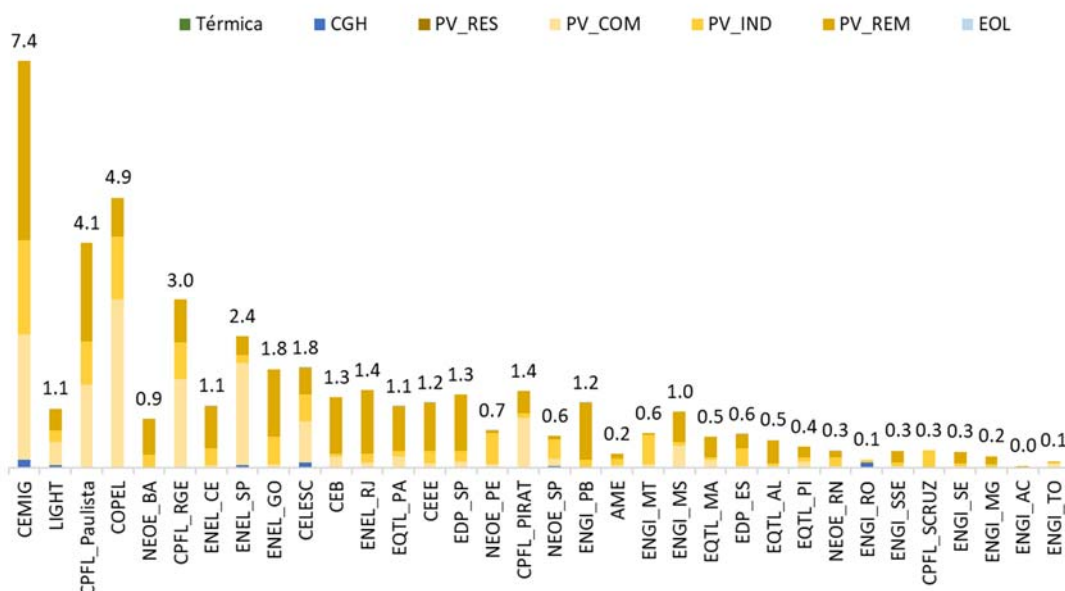


Figura 104 – Expansão Endógena dos REDs por distribuidora (em GW) – 3ª iteração.

Acrescenta-se que, embora não seja possível observar pela Figura 104, o mix de expansão de algumas distribuidoras inclui entre os REDs as fontes eólicas e térmicas a biogás, como ocorre, por exemplo, na Enel Goiás, Enel Ceará e EDP Espírito Santo. Com relação às baterias, destaca-se que em grande parte das distribuidoras há expansão desta tecnologia, porém em capacidade instalada muito reduzida.

Finalmente, outra fonte que manteve o seu destaque nesta iteração foi a CGH, onde houve seu investimento em todas as distribuidoras em que havia este recurso entre os candidatos a expansão.

Tabela 31: Expansão por Fonte e Distribuidora de acordo com representação da rede no N3.

| Representação | Distribuidora | Biogás | CGH | GDFV (local e remota) | Eólica |
|-------------------------------------|--|---------|-----|--------------------------|--------|
| Simplificada - Perdas Implícitas | CPFL_Paulista | × | ✓ | ✓ | × |
| | COPEL | × | ✓ | ✓ | × |
| | CPFL_RGE | × | ✓ | ✓ | × |
| | CPFL_Piratininga | × | | ✓ | × |
| | ENGI_MS | × | ✓ | ✓ | |
| | ENGI_RO | × | ✓ | ✓ | |
| | CPFL_SCRUZ | × | ✓ | ✓ | |
| | ENGI_AC | | | ✓ | |
| | ENEL_SP | | ✓ | ✓ | |
| | CEMIG* | × | ✓ | ✓ | |
| | NEOE_BA* | × | | ✓ | × |
| | Detalhada - Alimentadores Equivalentes - Perdas Explícitas | NEOE_PE | ✓ | ✓ | ✓ |
| NEOE_SP | | | ✓ | ✓ | |
| LIGHT | | × | ✓ | ✓ | × |
| CELESC | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| ENEL_CE | | ✓ | | ✓ | ✓ |
| ENEL_GO | | ✓ | ✓ | ✓ | |
| ENEL_RJ | | ✓ | | ✓ | |
| CEB | | × | | ✓ | |
| EQTL_PA | | × | | ✓ | ✓ |
| CEEE | | ✓ | | ✓ | ✓ |
| EDP_SP | | | ✓ | ✓ | |
| ENGI_PB | | | | ✓ | ✓ |
| AME | | | | ✓ | |
| ENGI_MT | | ✓ | | ✓ | |
| EQTL_MA | | × | | ✓ | |
| EDP_ES | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| EQTL_AL | | ✓ | | ✓ | |
| EQTL_PI | | | | ✓ | |
| NEOE_RN | | | | ✓ | ✓ |
| ENGI_SSE | | | | ✓ | |
| ENGI_SE | | | | ✓ | |
| ENGI_MG | × | | ✓ | | |
| ENGI_TO | ✓ | | ✓ | | |

* essas distribuidoras não possuem inconsistências nas bases de dados da BDGD. Porém, no estudo de caso utilizou-se a representação simplificada em função do tempo de solução para o planejamento da expansão.

Em que:

✓ Indica que o projeto candidato é construído

×

Indica que o projeto candidato não é construído



Indica que o recurso não é considerado candidato a expansão, conforme Tabela 13.

A Figura 105 apresenta a diferença entre os resultados obtidos para a 1ª, 2ª e 3ª iteração para o total de REDs e por fonte. Observa-se aumento na expansão de solares e eólicas. Para as CGHs, os resultados se mantiveram e assim como na 1ª e 2ª iteração, todo o recurso entrou nesta 3ª iteração até o limite imposto no modelo para todas as distribuidoras. Por outro lado, as baterias e térmicas praticamente não tiveram alteração na expansão quando comparadas com a 2ª iteração.

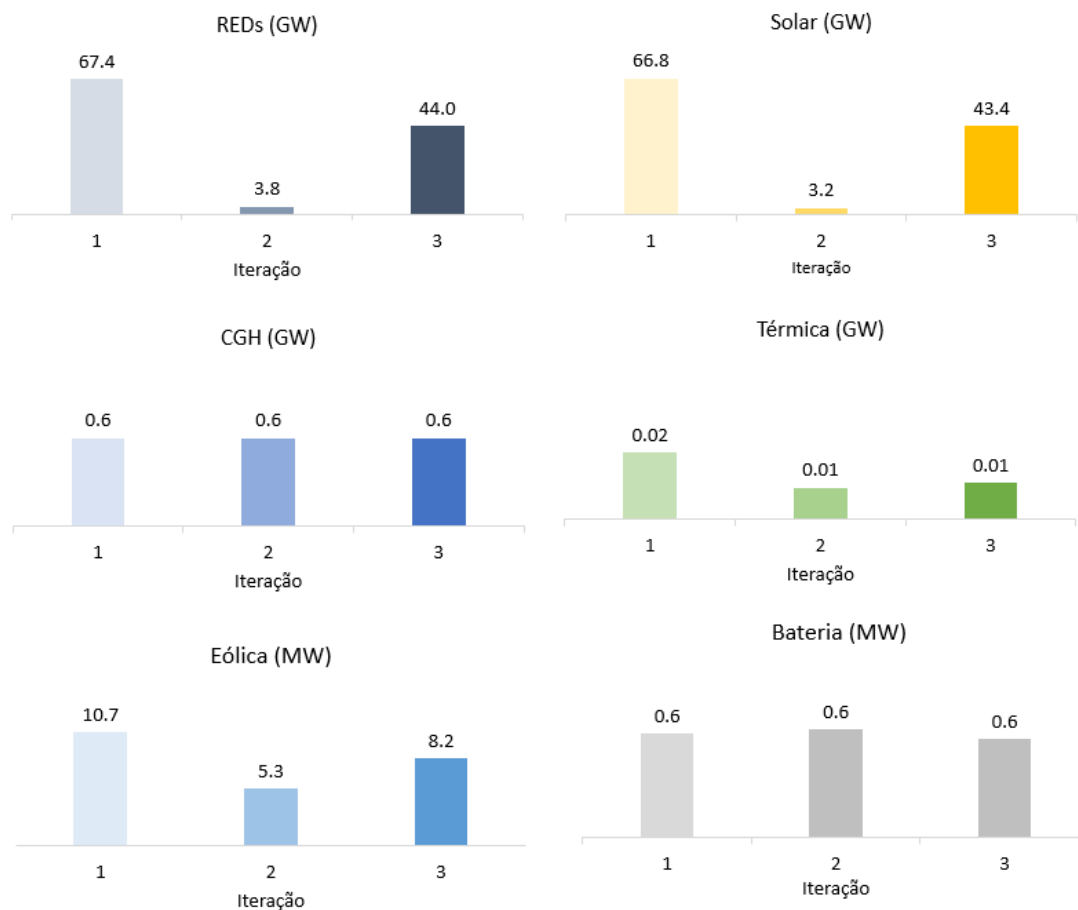


Figura 105 – Expansão Endógena dos REDs por fonte – 1ª, 2ª e 3ª iteração.

6.4 Resultados da 4ª iteração

Com os resultados entre as iterações ainda convergindo para um valor de equilíbrio, realizou-se a 4ª iteração da metodologia conforme cadeia de modelos apresentada na seção 5.3. Nesta iteração, os resultados da expansão dos REDs no N2/N3 da 3ª iteração, discutidos na seção anterior, foram introduzidos no modelo de expansão do nível N1. Com a nova expansão do nível N1, os resultados de acoplamento N1-N2/N3 entraram nos modelos de expansão do nível N2/N3 para obter os resultados da expansão das distribuidoras nesta nova iteração. Os resultados desta quarta iteração são discutidos a seguir.

6.4.1 Planejamento da Geração e Interconexão - N1

O planejamento da geração, com decisão de expansão integrada da geração e intercâmbios, na 4ª iteração junto com os resultados das iterações anteriores é indicado na Figura 106 considerando a base de dados e premissas descritas no capítulo 5. Nesta nova iteração, é acoplado no nível N1 uma injeção que representa os 44 GW de expansão de REDs obtidos na iteração anterior no nível N2/N3. Dessa forma, nesta nova iteração, o mix da expansão está mais próximo do obtida na 2ª iteração, conforme observado na Figura 106. Esse resultado era esperado uma vez que a injeção do N2/N3 considerada no *feedback* para o N1 apresenta uma expansão expressiva de REDs (44GW), mais perto dos 67 GW de REDs da 2ª iteração do que os 0 e 4 GW de REDs da 1ª e 3ª iteração, respectivamente.

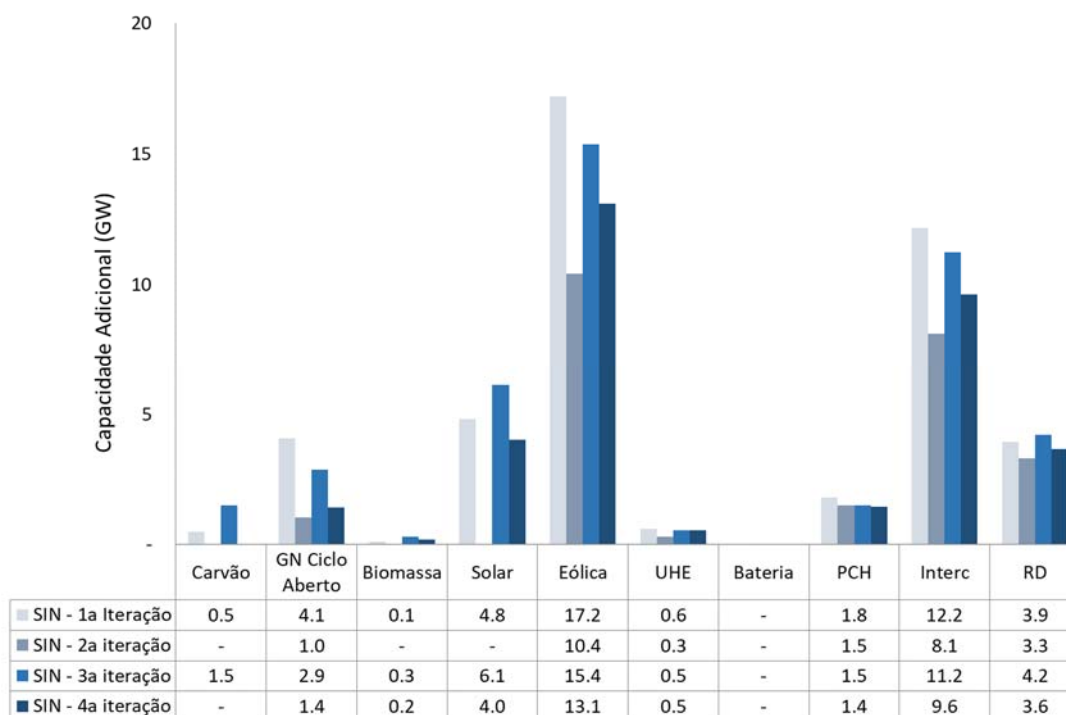


Figura 106 – Expansão da Geração e Interconexão em Capacidade Instalada - 2030 a 2035 – 1ª, 2ª 3ª e 4ª iteração.

Além disso, é possível observar que ao considerar a expansão endógena dos REDs resultante da 3ª iteração, o investimento em todos os recursos centralizados reduz quando comparados com o resultado da 1ª iteração, onde não existia a expansão endógena dos REDs acoplados ao sistema. Isso ocorre uma vez que os REDs acabam por prover alguns serviços para o sistema centralizado como energia e capacidade e por isso, deslocam a expansão dessas fontes centralizadas do sistema.

Além disso, destaca-se que a expansão dos REDs reduz em aproximadamente 4 GW a expansão de eólica centralizada, em comparação à 1ª iteração, o que contribui para diminuir a ampliação do intercâmbio entre os subsistemas, uma vez que as interconexões são importantes para escoar a produção eólica na região Nordeste para outras regiões do país. A Figura 107 indica para o horizonte de estudo a expansão anual dos intercâmbios.

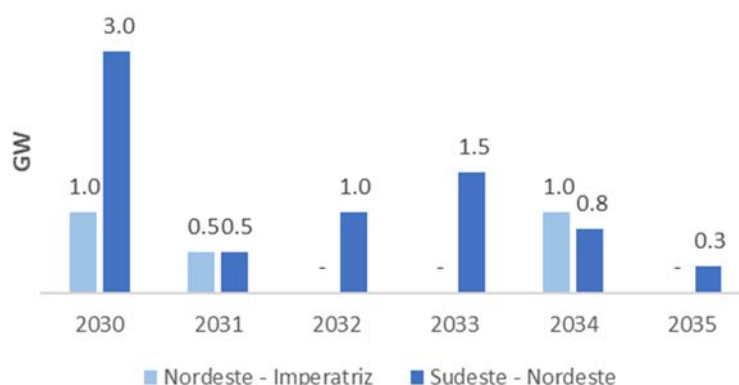


Figura 107 – Expansão das Interconexões de 2030 a 2035 – 4ª Iteração.

Outro recurso centralizado que foi deslocado com a expansão dos REDs no nível N2/N3 foi a Resposta da Demanda. Nesta nova iteração, a expansão total foi de 3.6 GW, cerca de 600 MW inferior a expansão da 3ª iteração, no horizonte de 2030 a 2035. Neste caso, a expansão deste recurso foi predominante no subsistema nordeste onde foram instalados cerca de 1 GW de projetos de Resposta da Demanda conforme Figura 108.

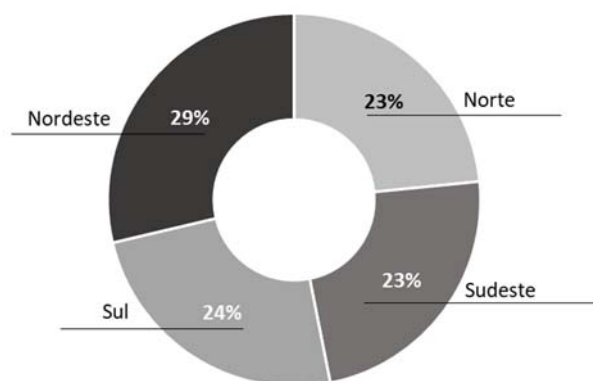


Figura 108 – Expansão Percentual da Resposta da Demanda no N1 por região do país – 4ª iteração.

6.4.2 Acoplamento N1- N2/N3

6.4.2.1 Custo Marginal nas Barras de Fronteira

Conforme apresentado no Capítulo 3 o Custo Marginal de Operação (CMO) nas barras de fronteira é uma das informações necessárias para o acoplamento dos níveis N1 e N2/N3. Assim, os resultados do CMO horário resultante da simulação energética da 4ª iteração são utilizados no acoplamento dos níveis N1-N2/N3.

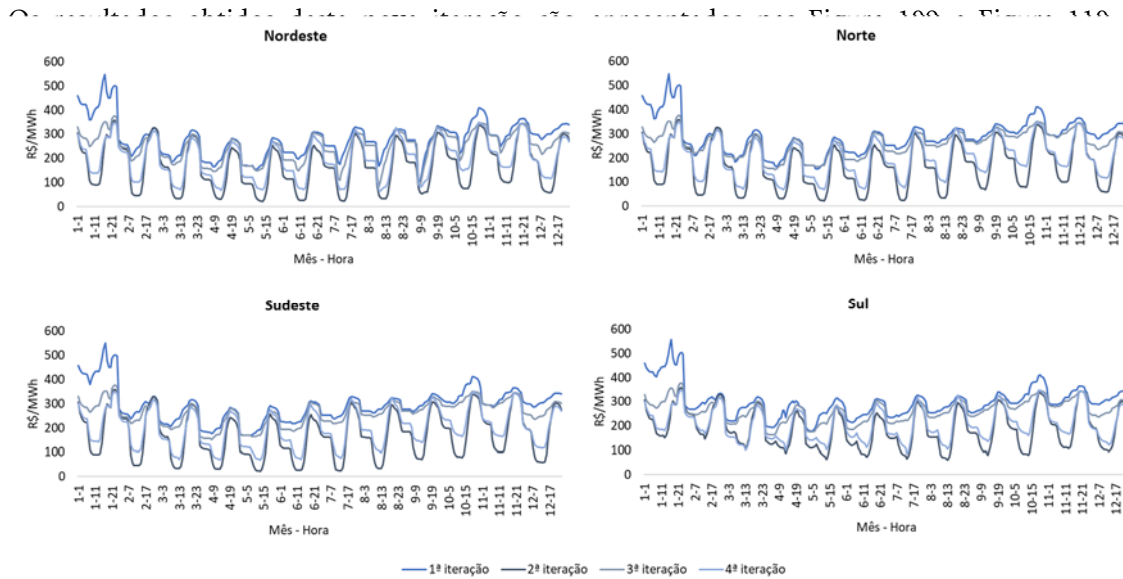


Figura 110 As figuras ilustram os resultados do CMO médio horário para as 10 séries e para os quatro subsistemas nos anos de 2030 e 2035, respectivamente. De forma geral, pode-se observar que na 4ª iteração, com a presença de REDs no sistema, há a tendência de redução dos CMOs médios do sistema em relação a 1ª iteração, sendo essa redução mais abrupta do que a obtida na 3ª iteração e especialmente significativa nos horários que tem irradiação solar.

Em outras palavras, nesta nova iteração, a informação sinalizada pelo CMO é que a compra do serviço da rede básica pelo N2/N3 está mais barata do que na 3ª iteração.

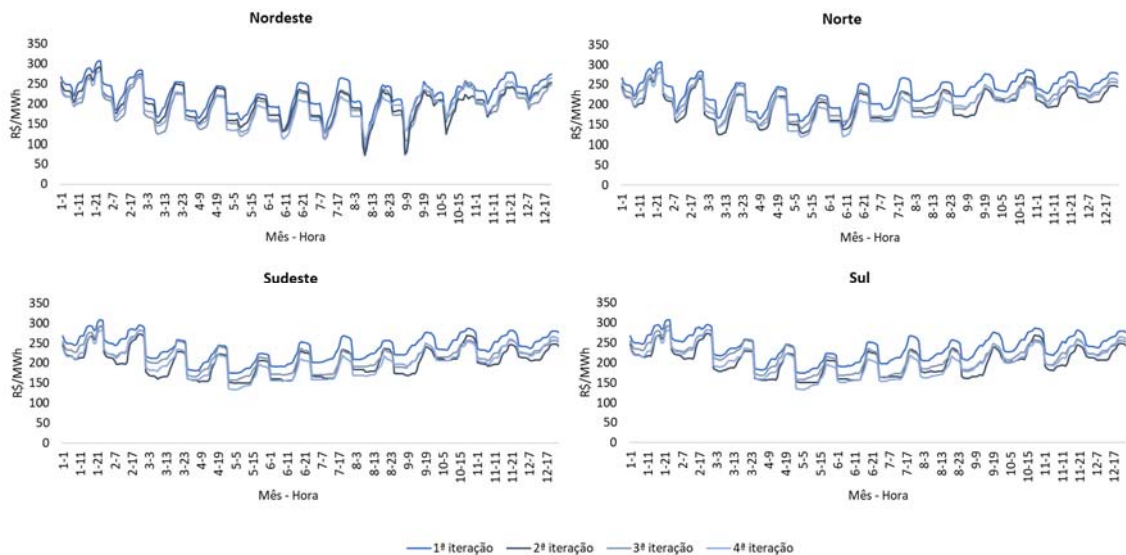


Figura 109 – CMO médio nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2030, na 1ª, 2ª, 3ª e 4ª iteração.

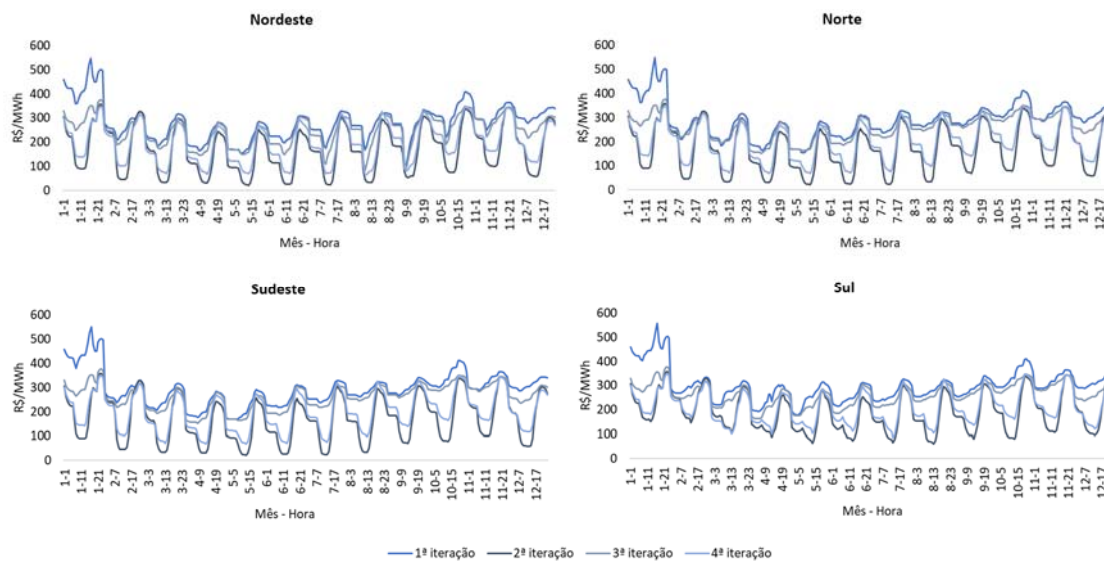


Figura 110 – CMO médio nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2035, na 1ª, 2ª, 3ª e 4ª iteração.

6.4.3 Planejamento da Distribuição - N2/N3

Finalmente, com os resultados obtidos da expansão do N1, realizou-se o planejamento da expansão do nível N2/N3 para as 34 distribuidoras nesta nova iteração. Destaca-se que foram mantidas as premissas de custos dos candidatos, limites e representação das perdas explícitas conforme outras iterações. Além disso, a expansão do N2/N3 de qualquer iteração não é considerada na base de dados, ou seja, a base de dados da 4ª iteração contempla apenas as usinas existentes e os novos resultados do acoplamento N1-N2/N3 para formar os novos planos de expansão.

A Figura 111 ilustra a expansão total por distribuidora no horizonte de estudo (2030-2035) em capacidade instalada (MW) e por tipo de Recurso Energético Distribuído. Observa-se que o investimento total em REDs é menor nesta nova iteração quando comparada com a 3ª iteração, e totaliza um pouco mais de 5 GW sendo cerca de 90% referente a geração distribuída fotovoltaica. Este resultado era esperado uma vez que a compra de serviços da rede básica está mais barata nesta 4ª iteração do que na 3ª iteração.

Além disso, como pode-se observar em todas as outras iterações, a geração distribuída fotovoltaica continua sendo a predominante ao analisar o mix total da expansão endógena dos REDs. Dessa forma, assim como nos casos anteriores, ainda é possível observar a predominância da geração distribuída fotovoltaica na expansão, especialmente com a GDFV do tipo comercial, industrial e remota. Além disso, destaca-se que a fonte CGH continua sendo investida em todas as distribuidoras que possui este recurso entre os candidatos a expansão.

Além disso, assim como ocorreu na 2ª iteração, não houve investimento de GDFV em todas as distribuidoras e algumas distribuidoras não investiram em nenhum RED. A CEMIG, por exemplo, investiu apenas em CGH e a NEOE_BA e a ENGI_AC não investiram em nenhum RED.

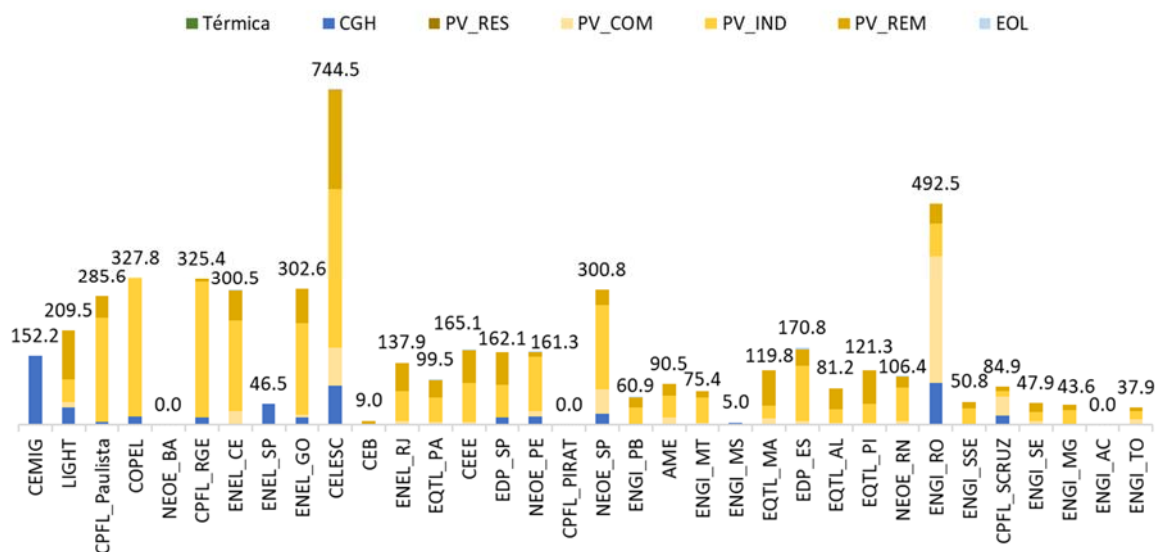


Figura 111 – Expansão Endógena dos REDs por distribuidora (em MW) – 4ª iteração.

Acrescenta-se que, embora não seja possível observar pela Figura 111, o mix de expansão de algumas distribuidoras inclui entre os REDs as fontes eólicas e térmicas a biogás, como ocorre, por exemplo, na Enel Ceará e EDP Espírito Santo. Com relação às baterias, destaca-se que em grande parte das distribuidoras há expansão desta tecnologia, porém em capacidade instalada muito reduzida.

A Tabela 32 traz em detalhes quais fontes expandiram em cada distribuidora nesta nova iteração.

Tabela 32: Expansão por Fonte e Distribuidora de acordo com representação da rede no N3.

| Representação | Distribuidora | Biogás | CGH | GDFV (local e remota) | Eólica |
|--|------------------|--------|-----|-----------------------|--------|
| Simplificada - Perdas Implícitas | CPFL_Paulista | × | ✓ | × | × |
| | COPEL | × | ✓ | × | × |
| | CPFL_RGE | × | ✓ | × | × |
| | CPFL_Piratininga | ✓ | | ✓ | × |
| | ENGL_MS | × | ✓ | × | |
| | ENGL_RO | × | ✓ | × | |
| | CPFL_SCRUZ | × | ✓ | ✓ | |
| | ENGL_AC | | | × | |
| | ENEL_SP | | ✓ | × | |
| | CEMIG* | × | ✓ | × | |
| NEOE_BA* | × | | × | × | |
| Detalhada - Alimentadores Equivalentes - Perdas Explícitas | NEOE_PE | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| | NEOE_SP | | ✓ | ✓ | |
| | LIGHT | × | ✓ | ✓ | × |
| | CELESC | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| | ENEL_CE | ✓ | | ✓ | ✓ |
| ENEL_GO | ✓ | ✓ | ✓ | | |

| | | | | | |
|--|----------|---|---|---|---|
| | ENEL_RJ | ✓ | | ✓ | |
| | CEB | × | | ✓ | |
| | EQTL_PA | × | | ✓ | ✓ |
| | CEEE | ✓ | | ✓ | ✓ |
| | EDP_SP | | ✓ | ✓ | |
| | ENGL_PB | | | ✓ | ✓ |
| | AME | | | ✓ | |
| | ENGL_MT | ✓ | | ✓ | |
| | EQTL_MA | × | | ✓ | |
| | EDP_ES | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| | EQTL_AL | × | | ✓ | |
| | EQTL_PI | | | ✓ | |
| | NEOE_RN | | | ✓ | ✓ |
| | ENGL_SSE | | | ✓ | |
| | ENGL_SE | | | ✓ | |
| | ENGL_MG | × | | ✓ | |
| | ENGL_TO | ✓ | | ✓ | |

* essas distribuidoras não possuem inconsistências nas bases de dados da BDGD. Porém, no estudo de caso utilizou-se a representação simplificada em função do tempo de solução para o planejamento da expansão.

Em que:

✓ Indica que o projeto candidato é construído

× Indica que o projeto candidato não é construído

■ Indica que o recurso não é considerado candidato a expansão, conforme Tabela 13.

A Figura 112 apresenta a diferença entre os resultados obtidos da expansão endógena em todas as 4 iterações do total de REDs e a expansão por fonte. Observa-se que o resultado desta nova iteração (4ª iteração) se aproxima ao resultado da 2ª iteração. Houve um aumento na expansão da fonte Solar e Eólica quando comparada com a 2ª iteração. Com relação às CGHs, os resultados da expansão em capacidade instalada se mantiveram conforme as iterações anteriores, com todo o montante dos recursos candidatos investidos em todas as distribuidoras. Por outro lado, as eólicas tiveram uma redução no seu investimento quando comparadas com a 3ª iteração e a expansão de térmicas e baterias mantiveram-se, praticamente inalteradas.

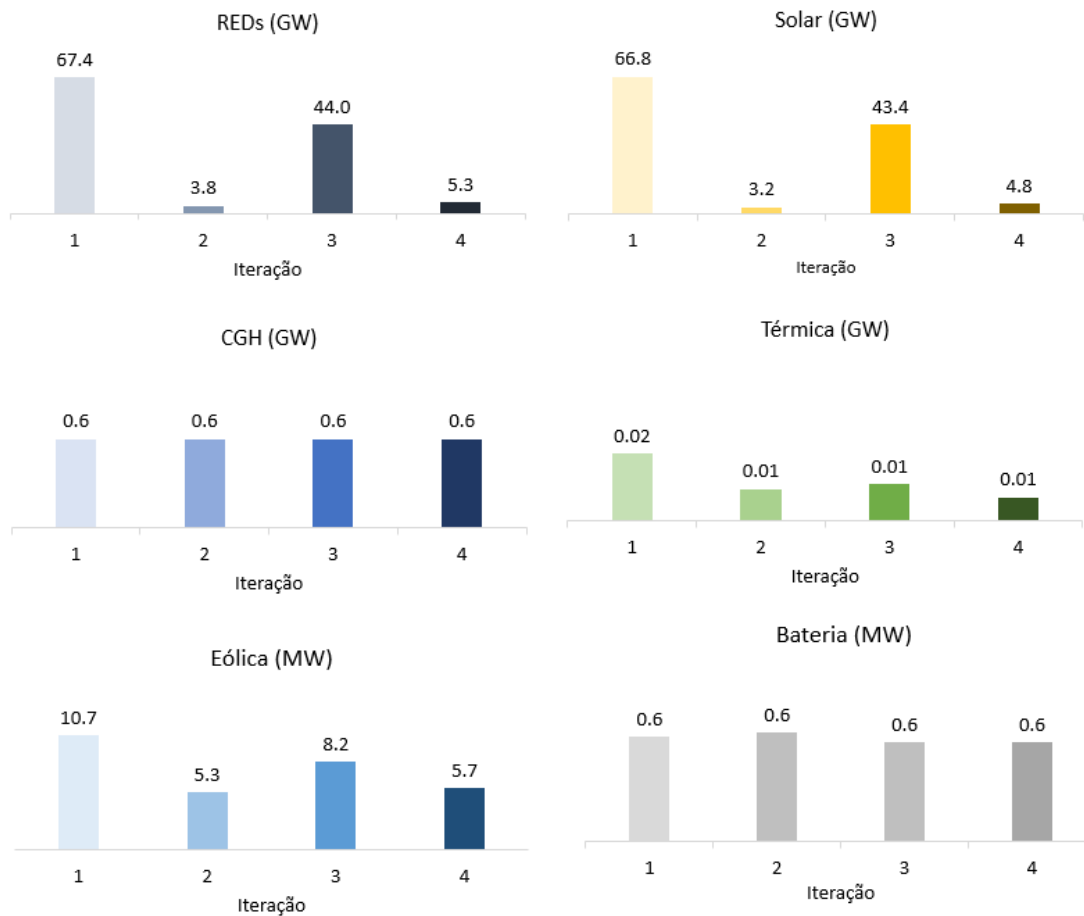


Figura 112 – Expansão Endógena dos REDs por fonte – 1ª, 2ª, 3ª e 4ª iteração.

6.5 Considerações Finais e Convergência

No estudo de caso, realizou-se o processo iterativo de forma a exemplificar e elucidar a metodologia proposta neste trabalho. Com os resultados obtidos, é possível observar o comportamento oscilatório da expansão total dos REDs ao longo das iterações conforme Figura 113.

Observa-se o comportamento oscilatório e com tendência para convergência já que ao longo do processo a diferença entre a quantidade de REDs entre uma iteração e outra é menor. Observa-se pela Figura 113 que a quantidade total de REDs expandida ao longo das iterações tem um comportamento oscilatório que vai amortecendo.

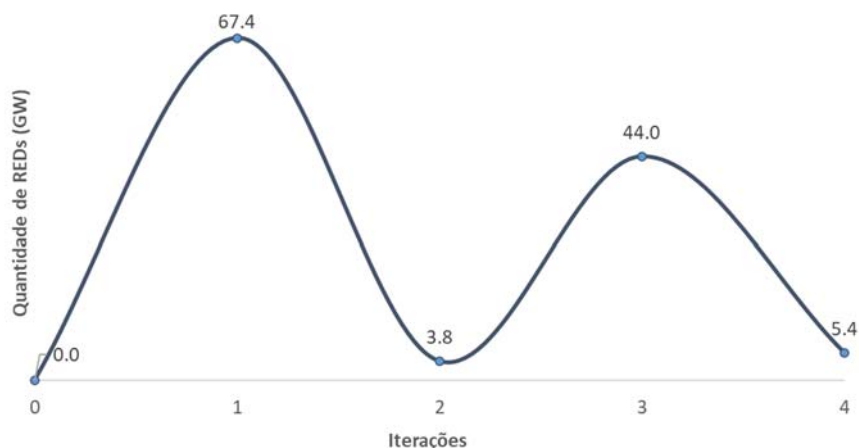


Figura 113 – Total de REDs (GW) por iteração no horizonte de análise (2030-2035).

É importante destacar que o critério de convergência sugerido consiste em parar o processo iterativo quando a expansão de REDs entre duas iterações consecutivas for similar. Porém, por conta do processo de decomposição, quanto mais iterações são feitas, melhor é a solução encontrada. No limite, quando a expansão de REDs for exatamente igual de uma iteração para a outra, obtém-se a solução de equilíbrio e, portanto, a solução ótima.

Nas simulações realizadas aplicou-se a metodologia proposta por quatro iterações de forma a não obter uma expansão idêntica de REDs entre duas iterações consecutivas. Em outras palavras, a expansão obtida não corresponde à expansão de mínimo custo global, porém ela pode ser encontrada continuando o processo iterativo. Destaca-se que outras iterações serão conduzidas e os resultados de quantidade de REDs (em GW) e custos totais obtidos serão apresentados no relatório final do estudo.

7 LIMITAÇÕES DA METODOLOGIA E POSSÍVEIS APRIMORAMENTOS

Neste estudo apresentou-se uma metodologia hierárquica, integrada e iterativa para o planejamento de longo prazo, considerando expansão endógena para REDs que incluem GDFV (local e remota), Armazenamento Distribuído (AD), CGH, Biogás, Eólica e, para VE considerou-se expansão exógena.

Entende-se que para a representação endógena da RD por incentivos é essencial que sejam bem modelados os incentivos e custos necessários para o consumidor adotar mecanismos de resposta da demanda e, que variam entre as classes de consumo e, até mesmo entre os consumidores de uma mesma classe de consumo. Uma representação incorreta dos incentivos e/ou dos custos incorridos pelos consumidores em viabilizar mecanismos de resposta da demanda pode resultar em um plano de expansão que não reflita as condições do sistema e que, conseqüentemente, pode comprometer a operação do sistema no longo prazo na medida em que sobre ou subestima a disponibilidade de um recurso no sistema. Com o intuito de representar RD de forma endógena no modelo de expansão adotaram-se as mesmas premissas consideradas pela EPE no PDE 2030[8].

Com relação aos Veículos Elétricos, considera-se no estudo de caso que VEs são modelados como carga, não representando, portanto, a tecnologia V2G e não permitindo capturar os possíveis serviços e benefícios desta tecnologia para o sistema. Destaca-se que, embora veículos V2G possam proporcionar diversos atributos ao sistema, sua aplicação ainda é incipiente. Entretanto, na medida em que a tecnologia evoluir, a metodologia pode ser adaptada para modelar esta tecnologia inclusive de forma endógena nos modelos de otimização. Vale destacar que a atratividade em adquirir veículos elétricos é influenciada pelos custos e benefícios (ou custos evitados) ao comparar-se VE com veículos tradicionais. Assim, esse trade-off de investir em veículos elétricos ou tradicionais, considerando, por exemplo, custos de combustíveis, deve ser representado em uma abordagem endógena.

É válido destacar que na metodologia apresentada consideram-se incertezas na geração de fontes renováveis intermitentes (centralizadas e descentralizadas) por meio de cenários estocásticos, o que é um diferencial da metodologia se comparado a métodos e estudos encontrados na literatura e apresentados no Produto 2.

Com relação à infraestrutura da rede elétrica, a metodologia proposta permite modelar de forma detalhada a rede de transmissão da Rede Básica (N1) e de alta tensão da distribuidora (N2) e propõe o uso de alimentadores equivalentes para a rede de média e baixa tensão da distribuidora (N3), representando perdas elétricas em todos os níveis. A representação da rede e modelagem de perdas técnicas é também um diferencial do método se comparado a metodologias reunidas através do levantamento do estado da arte. A Tabela 33 reúne as características do método proposto e de alguns métodos verificados a partir da revisão da literatura.

Tabela 33: Avaliação de algumas metodologias reunidas a partir da revisão da literatura.

| | Metodologias | Representação Detalhada da Rede | Perdas Técnicas |
|-----------------|---|---------------------------------|-----------------|
| Modelo Misto | Integração de modelo de expansão centralizada e de PV <i>rooftop</i> [24] | ✗ | ✗ |
| Modelo Endógeno | Modelo Gen X [4][5] | ✗ | ✓ |
| | Modelo OseMOSYS [26] | ✗ | ✗ |
| | Planejamento em micro redes [27] | ✗ | ✗ |
| | Modelo WeSIM [3][28][29] | ✗ ⁵⁹ | ✗ |
| | Modelo Proposto neste Projeto | ✓ | ✓ |

Esta tabela inclui alguns dos modelos levantados no produto da atividade 2.3 e não inclui detalhamento sobre as metodologias. Para maior detalhamento, por favor, verificar o relatório do subproduto 2.3

Em que:

- ✓ Indica que é considerada uma representação detalhada para a rede de distribuição e/ou perdas técnicas.
- ✗ Indica que não é considerada uma representação detalhada para a rede de distribuição e/ou perdas técnicas.

Destaca-se ainda que no estudo de caso considera-se a representação detalhada e perdas técnicas da rede de transmissão (N1), para duas distribuidoras considera-se a representação de rede com perdas na alta tensão (N2) e, além disso, todos os alimentadores das distribuidoras⁶⁰ em MT/BT (N3) através da representação de alimentadores equivalentes (N3) em todas as distribuidoras.

Embora a rede elétrica seja modelada, nos estudos de casos não é contemplada a expansão de infraestrutura de rede da distribuidora, isto é, no N2 e N3. Entretanto, a metodologia não inviabiliza a expansão de rede. Porém, em função do aumento da complexidade computacional, somada ao desafio em definir candidatos para a rede de distribuição, a expansão da rede de distribuição não foi contemplada. Porém, como possível aprimoramento futuro, é válido avaliar mecanismos que possam mitigar a complexidade computacional para simular o planejamento da distribuição contemplado entre os candidatos REDs e recursos de rede (circuitos e transformadores, por exemplo).

Acrescenta-se ainda como possível aprimoramento a análise do planejamento de reativo para avaliação de reforços necessários no sistema. O planejamento de reativo pode ser feito após a

⁵⁹ Conforme mencionado na atividade 2.3, a metodologia descrita em [3] sugere a utilização de um modelo para avaliação da rede de distribuição. Porém, de acordo com os autores, o modelo é baseado na análise de um número limitado de redes estatisticamente representativas. Dessa forma, entende-se que não é utilizada uma representação detalhada da rede de distribuição.

⁶⁰ Exceto para distribuidoras que apresentam inconsistências e erros nos dados que não puderem ser tratados. Neste caso adota-se uma representação simplificada.

expansão do sistema de distribuição no nível N2/N3. A comparação de reforços de potência reativa entre casos de estudo com e sem REDs como candidatos à expansão, por exemplo, permite avaliar como a presença de REDs impacta na necessidade de reforços de potência reativa para regulação de tensão. É válido destacar que a avaliação do planejamento de reativo requer a utilização de um fluxo de potência não linearizado AC que resulta em aumento do esforço computacional. Assim, conforme mencionado é interessante que a ferramenta de planejamento de reativo utilize técnicas para suavizar a complexidade computacional.

Adicionalmente, a metodologia não tem como objetivo avaliar a operação das redes de distribuição considerando a presença de REDs, dessa forma, não é possível avaliar a operação dos equipamentos de distribuição, como por exemplo os reguladores de tensão, considerando a penetração dos REDs. Os quesitos de confiabilidade do sistema e a operação considerando a rampa de retomada da carga em horários em que não há geração solar também não são avaliados.

8 CONCLUSÕES

Neste relatório apresentou-se a consolidação da metodologia proposta de planejamento da expansão contemplando a representação dos REDs de forma endógena (exceto pela representação dos veículos elétricos). Além disso, indicou-se as premissas e base de dados utilizadas para as simulações do estudo de caso. Porém, ressalta-se que o enfoque principal deste relatório consistiu na apresentação e análise dos resultados obtidos com a cadeia de scripts e modelos da PSR, considerando o método proposto.

De acordo com os resultados obtidos no nível N1 observa-se o crescimento da participação de renováveis não convencionais na matriz energética, aumento de mecanismos de resposta da demanda e a importância da rede de transmissão na otimização e uso dos recursos na operação do sistema.

Com relação ao N2/N3 foram simuladas trinta e quatro distribuidoras do Brasil e, para a maioria, considerou-se no planejamento da expansão a representação da rede de MT e BT (N3) através de alimentadores equivalentes e perdas explícitas. Destaca-se que a representação da rede e perdas se mostrou importante uma vez que o mix de fontes na expansão das distribuidoras altera com a representação de perdas explícitas. Acrescenta-se que simulações com rede de distribuição e perdas técnicas é um diferencial do método proposto quando comparado a outras metodologias reunidas a partir do levantamento do estado da arte, conforme ilustrado na Tabela 33.

Ressalta-se ainda que a abordagem proposta de planejamento *ótimo* e centralizado no N2/N3 considerando rede e perdas permitiu concluir que não se pode afirmar *ex-ante* que REDs resultam em redução ou aumento de perdas técnicas em alimentadores e/ou no sistema de distribuição como um todo. É importante simular cada distribuidora individualmente, considerando suas características, que incluem topologia da rede, característica dos alimentadores, perfil e montante da demanda nos alimentadores, quantidade de REDs, dentre outras.

Destaca-se que os resultados obtidos com a expansão do N2/N3 provocaram mudanças no planejamento no nível N1. De maneira geral, o mix de geração do N1 foi modificado e pode-se observar redução mais significativa na expansão da solar centralizada, eólica e nos intercâmbios ao longo das iterações quando comparada com a expansão da iteração 1 que ainda não considerava nenhuma expansão de recurso energético distribuído no sistema para o horizonte estudado. Além disso, observou-se uma redução nos preços médios dos custos marginais de operação (CMO) do sistema centralizado com a presença dos recursos distribuídos expandidos nos modelos N2/N3. A variação desses preços que representa o custo de compra dos serviços da Redes Básicas impacta na mudança da atratividade dos REDs no modelo de expansão do planejamento no N2/N3.

Na metodologia iterativa proposta, utiliza-se como métrica de equilíbrio e convergência a quantidade, em capacidade instalada, de expansão de REDs. Assim, o equilíbrio dos níveis N1 e N2/N3 é alcançado quando não há mudança, acima de uma tolerância, da expansão total dos REDs entre duas iterações consecutivas. Neste processo de “equilíbrio” quando se obtém

uma solução em que a expansão de REDs entre duas iterações consecutivas não se altera, obtém-se o ótimo global e, conseqüentemente a expansão de mínimo custo global.

No estudo de caso exposto no relatório, apresentou-se os resultados obtidos até a 4ª iteração onde foi possível observar com clareza o comportamento oscilatório e com a tendência de chegar a um valor de equilíbrio do total de expansão dos REDs ao longo das iterações. Os resultados para outras iterações serão apresentados no relatório final do projeto.

Assim, diante do exposto, observa-se que com a metodologia proposta é possível avaliar de forma endógena o impacto da presença de REDs no planejamento da expansão do sistema.

9 REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL, 2020. Base de dados de unidades de geração distribuída. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>, (Acesso: Março de 2020)
- [2] Energy systems of the future: Integrating variable renewable energy sources in Brazil's energy matrix, 2019.
- [3] Papadaskalopoulos, D., et al, “Quantifying the Potential Economic Benefits of Flexible Industrial Demand in the European Power System”. IEEE Transactions on Industrial Informatics, Vol: 14, Pages: 5123-5132, ISSN: 1551-320, 2018
- [4] Jenkins, J.D., Sepulveda, N.A. "Enhanced decision support for a changing electricity landscape: the GenX configurable electricity resource capacity expansion model." *An MIT Energy Initiative Working Paper*. <https://energy.mit.edu/wpcontent/uploads/2017/10/Enhanced-Decision-Support-for-a-Changing-Electricity-Landscape.pdf> (2017).
- [5] Jenkins, J.D. “Electricity system planning with distributed energy resources: new methods and insights for economics, regulation, and policy”. Doctoral Dissertation, Massachusetts Institute of Technology, 2018.
- [6] J.A. Dias, G. Machado, A. Soares, J.D. Garcia, Modeling multiscale variable renewable energy and inflow scenarios in very large regions with non-parametric Bayesian Networks, 2020, <https://arxiv.org/abs/2003.04855>
- [7] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Ranking 2019, Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/ranking-2019> (Acesso em: Setembro de 2021)
- [8] EPE. Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) – PDE 2030. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030> (Acesso: Setembro de 2021)
- [9] EPE. Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) – PDE 2029. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/modelo-de-decisao-de-investimentos-mdi-pde-2029> (Acesso: Janeiro de 2021)
- [10] NREL. Electricity Annual Technology Baseline (ATB) Data. Disponível em: <https://atb.nrel.gov/electricity/2020/data.php> (Acesso: Janeiro de 2021)

- [11] ANEEL. Nota Técnica nº 71/2018 de 02 de abril de 2018: Estudo para aprimoramento do cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e forma de rateio do orçamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.
- [12] EPE. Informe Técnico – Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Junho de 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-tecnico-banco-de-precos-de-referencia-da-aneel-atualizacao-dos-valores-para-a-data-base-junho-de-2020> (Acesso: Janeiro de 2021)
- [13] Base Power BI SISGD – Base de dados do Power Bi de Geração Distribuída – Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTlIMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>.
- [14] Greener, Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 2º Semestre de 2020.
- [15] Alternative Renewables Cost Assumptions in AEO2020, Annual Energy Outlook 2020, 2021. Disponível em: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/section_issue_renewables.php (Acesso em: Outubro de 2021)
- [16] Lantz, Eric et al. Assessing the Future of Distributed Wind: Opportunities for behind-the-meter Projects. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 2016.
- [17] Zucker, A. Cost development of low carbon energy technologies. 2018.
- [18] Atlas Brasil, Dados de 2010, Disponível em: <http://www.atlasbrasil.org.br/ranking> (Acesso em: Janeiro de 2021)
- [19] IPVA para veículos elétricos, Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE)
- [20] Frota de veículos por município e placa em 2020, Governo Federal. Disponível em: <https://www.gov.br/infraestrutura/pt-br/assuntos/transito/conteudo-denatran/frota-de-veiculos-2020> (Acesso em: Janeiro 2021)
- [21] Shane Downing, GreenBiz, 8 electric truck and van companies to watch in 2020, Disponível em: <https://www.greenbiz.com/article> (Acesso em: Março 2021)
- [22] Zero Emission Urban Bus System, ZeEUS Ebus Report An overview of electric buses in Europe, 2016. (Acesso em: Março 2021)

- [23] Renault Group, The Range of Renault Zoe, Disponível em: <https://www.renaultgroup.com/en/news-on-air/news/the-range-of-renault-zoe/> (Acesso em: Março 2021)
- [24] Cole, W., Lewis, H., Sigrin, B, Margolis R., “Interactions of rooftop PV deployment with the capacity expansion of the bulk power system.” Applied Energy 168 (2016) 473–481.
- [25] EPE - Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída - Disponível em: <http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/pdgd/> (Acesso: Junho 2021)
- [26] Anjo, J., Neves, D., Silva, C., Shivakumar, A., & Howells, M. “Modeling the long-term impact of demand response in energy planning: The Portuguese electric system case study”, 2018. Energy, 165, 456-468.
- [27] Khodaei, A., Shahidehpour, M., “Microgrid-Based Co-Optimization of Generation and Transmission Planning in Power Systems”. IEEE Transactions on Power Systems, 2012.
- [28] Pudjianto, D., Strbac, G. “Assessing the value and impact of demand side response using whole-system approach”. Power and Energy 2017, Vol. 231(6) 498–507.
- [29] Pudjianto, D., Aunedi, M. Djapic P., Strbac G., “Whole-Systems Assessment of the Value of Energy Storage in Low-Carbon Electricity”. IEEE Transactions on Smart Grid. Vol. 5, p. 1098, 2014.
- [30] V2G GLOBAL ROADTRIP: AROUND THE WORLD IN 50 PROJECTS - Lessons learned from fifty international vehicle-to-grid projects. UK Power Network. 2018. Disponível em: <http://everoze.com/app/uploads/2018/10/UKPN001-S-01-H-V2G-global-review-compressed.pdf> (Acesso: 23/05/2020)
- [31] RMI – Rocky Mountain Institute. Electric Vehicles as Distributed Energy Resources. 2016. Disponível em: <https://rmi.org/insight/electric-vehicles-distributed-energy-resources/> (Acesso: Janeiro 2021).
- [32] Steward, Darlene M. Critical elements of vehicle-to-grid (v2g) economics. No. NREL/TP-5400-69017. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 2017.

[33] Outlook, IEA Global EV. "Entering the Decade of Electric Drive." (2020). Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020> (Acesso: Janeiro de 2021)

10 ANEXO

10.1 Anexo 1 – Manual para a preparação da rede do N2

O objetivo deste anexo é descrever como obter e tratar as informações do nível N2 para a execução das análises. As informações necessárias para o estudo podem ser divididas em: (i) Rede elétrica (parâmetros e topologia para análise do fluxo de potência); (ii) Consumo (Acoplamento BDGD e PWF); (iii) Geração.

Dessa forma, os próximos tópicos irão discutir de onde é possível obter os dados necessários e quais são os tratamentos necessários para a utilização deles nos modelos. Para auxiliar a explicação, serão utilizados os dados da distribuidora CELESC.

10.1.1 Rede elétrica

Para obter a topologia da rede do N2, serão utilizadas as redes públicas de transmissão do Brasil que possuem a representação do nível da alta tensão das distribuidoras do Brasil. Esse é o caso das redes fornecidas pela EPE, através do PDE (Plano Decenal de Energia) e das redes do ONS, através do PAR (Plano de Ampliação e Reforços). Em ambos os casos, essas redes são no formato PWF, utilizado nos softwares do CEPEL e que também podem ser lidos no software da PSR de análise de redes, *Netplan*.

Como essas redes, em. pwf, incorporam a rede de transmissão e a rede de outras distribuidoras, o primeiro passo é identificar quais barras correspondem a rede da distribuidora de interesse. Todas as barras da rede estão classificadas e associadas a uma área. Dessa forma, é possível reter/selecionar as barras de interesse através da seleção de áreas.


No caso das áreas do PDE 2029, a Tabela 34 relaciona a área com a distribuidora. Para a CELESC, as áreas correspondentes são “CELESC – AREA LESTE” e “CELESC – OESTE+SUL”. Considerando-se apenas as barras dessas áreas, obtém-se o total de 384 barras divididas em 171 em 138 kV, 116 em 69 kV e o restante em tensões inferiores.

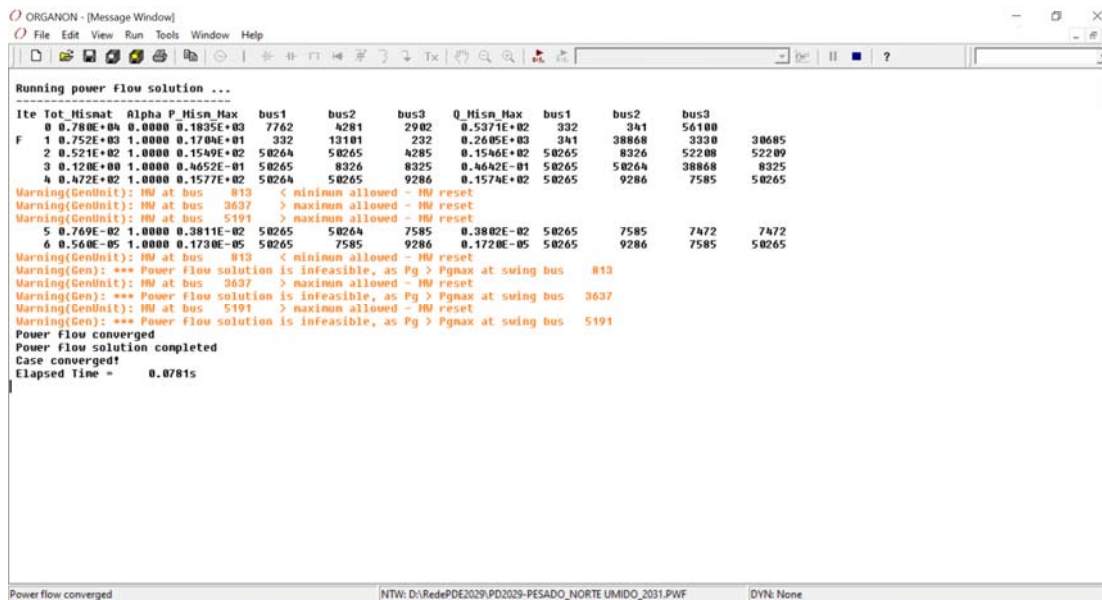
Tabela 34: Associação Distribuidora – Área, para a base de dados do PDE 2029.

| Área do PDE | Distribuidora |
|-------------------------------|---------------|
| A.E.S. | A.E.S |
| AMPLA-REGIAO NITEROI | ENEL RJ |
| AMPLA-REGIAO NORTE FLUMINENSE | ENEL RJ |
| AMPLA-REGIAO SUL FLUMINENSE | ENEL RJ |
| BANDEIRANTE | EDP SP |
| CEB | CEB DIS |
| CEEE | CEEE-D |
| CEEE DISTRIBUIDORA | CEEE-D |
| CELESC - AREA LESTE | CELESC |
| CELESC - OESTE + SUL | CELESC |
| CELG - D | ENEL GO |

| | |
|--------------------------------------|--------------------|
| CELG - D (GOIÂNIA) | ENEL GO |
| CELPA | Equatorial PA |
| CELPE | CELPE |
| CELTINS | ETO |
| CEMAR | CEMAR |
| CEMAT | EMT |
| CEMIG - GERACAO E CONTROLE DE TENSAO | CEMIG-D |
| CEMIG - REGIAO CENTRO | CEMIG-D |
| CEMIG - REGIAO DO TRIANGULO MINEIRO | CEMIG-D |
| CEMIG - REGIAO LESTE | CEMIG-D |
| CEMIG - REGIAO NORTE | CEMIG-D |
| CEMIG - REGIAO OESTE | CEMIG-D |
| CEMIG - REGIAO SUDESTE | CEMIG-D |
| CEMIG - REGIAO SUL | CEMIG-D |
| CEPISA | CEPISA |
| COELBA | COELBA |
| COELCE | ENEL CE |
| COPEL - D | COPEL-DIS |
| COPEL - G&T | COPEL-DIS |
| COSERN | COSERN |
| CPFL - NORDESTE | CPFL PAULISTA |
| CPFL - NOROESTE | CPFL PAULISTA |
| CPFL - SANTA CRUZ | CPFL SANTA CRUZ |
| CPFL - SUDESTE | CPFL PAULISTA |
| CPFL PIRATININGA - BAIXADA | CPFL - PIRATININGA |
| CPFL PIRATININGA - OESTE | CPFL - PIRATININGA |
| ELEKTRO - CENTRO | ELEKTRO |
| ELEKTRO - LESTE | ELEKTRO |
| ELEKTRO - NOROESTE | ELEKTRO |
| ELEKTRO - SUL | ELEKTRO |
| ELETROPAULO | ENEL SP |
| ENERGIPE | ESE |
| ENERGISA MINAS GERAIS | EMG |
| ENERSUL | EMS |
| ESCELSA | EDP ES |
| LIGHT | LIGHT |
| REDE ENERGIA | ESS |
| RGE | RGE |
| SAELPA | EPB |

Para obter a topologia apenas das áreas da distribuidora de interesse, é necessário utilizar softwares de análises de rede que possuam a função de criar equivalentes de rede contendo apenas as barras selecionadas pelo usuário. A seguir, explica-se como criar o equivalente de rede no software *Organon*.

- 1- Ao abrir o software *Organon*, o usuário consegue abrir o arquivo PWF arrastando-o para a tela do programa. Em seguida, deve-se executar o fluxo de potência através da seleção do ícone  no menu superior do programa. A tela do programa irá indicar o log da execução do fluxo de potência e se ele convergiu, conforme apresentado na Figura 114.



```

ORGANON - [Message Window]
File Edit View Run Tools Window Help

Running power Flow solution ...

Ite Tot_Misnat Alpha P_Misn_Max bus1 bus2 bus3 Q_Misn_Max bus1 bus2 bus3
0 0.780E+04 0.0000 0.1835E+03 7762 4281 2902 0.5371E+02 332 341 56100
F 1 0.752E+03 1.0000 0.1704E+01 332 13101 232 0.2605E+03 341 38868 3330 30685
2 0.521E+02 1.0000 0.1549E+02 50264 50265 4285 0.1546E+02 50265 8326 52200 52200
3 0.120E+00 1.0000 0.4652E-01 50265 8326 8325 0.4642E-01 50265 50264 38868 8325
4 0.472E+02 1.0000 0.1577E+02 50264 50265 9286 0.1574E+02 50265 9286 7585 50265

Warning(GenUnit): HW at bus 813 < minimum allowed - HW reset
Warning(GenUnit): HW at bus 3637 > maximum allowed - HW reset
Warning(GenUnit): HW at bus 5191 > maximum allowed - HW reset
5 0.769E+02 1.0000 0.3811E+02 50265 50264 7585 0.3802E+02 50265 7585 7472 7472
6 0.560E+05 1.0000 0.1738E+05 50265 7585 9286 0.1728E+05 50265 9286 7585 50265

Warning(GenUnit): HW at bus 813 < minimum allowed - HW reset
Warning(Gen): *** Power Flow solution is infeasible, as Pg > Pgnax at swing bus 813
Warning(GenUnit): HW at bus 3637 > maximum allowed - HW reset
Warning(Gen): *** Power Flow solution is infeasible, as Pg > Pgnax at swing bus 3637
Warning(GenUnit): HW at bus 5191 > maximum allowed - HW reset
Warning(Gen): *** Power Flow solution is infeasible, as Pg > Pgnax at swing bus 5191

Power flow converged
Power flow solution completed
Case converged!
Elapsed time = 0.0781s
    
```

Figura 114 – Tela de Log do Organon.

- 2- Em seguida, o usuário deverá acessar a função de criar o equivalente de rede através da seleção do menu superior **Tools>Equivalent>Reduce...** e o programa irá abrir uma nova tela para o usuário selecionar as opções para a execução dessa função. A tela a ser exibida é apresentada na Figura 115.

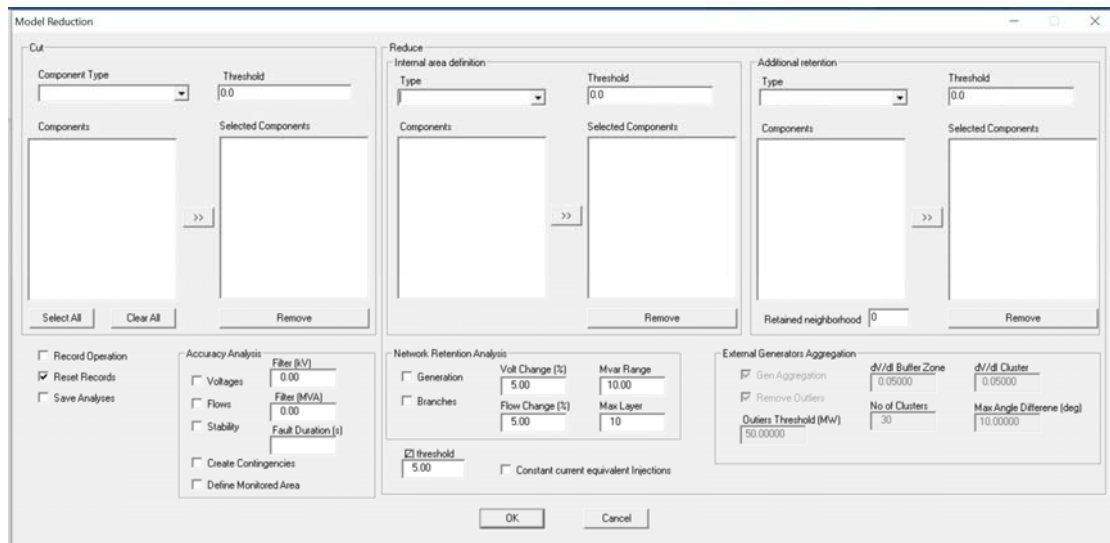


Figura 115 – Tela das opções de equivalente de rede do Organon.

- 3- O método de equivalente de redes a ser utilizado será o **Reduce**. O usuário deve selecionar através do **Type**, o sistema externo e as áreas internas a serem retidas e, em seguida, clicar no Botão **Ok** localizado na parte inferior da tela. A Figura 116 indica a configuração utilizada para o caso da CELESC.

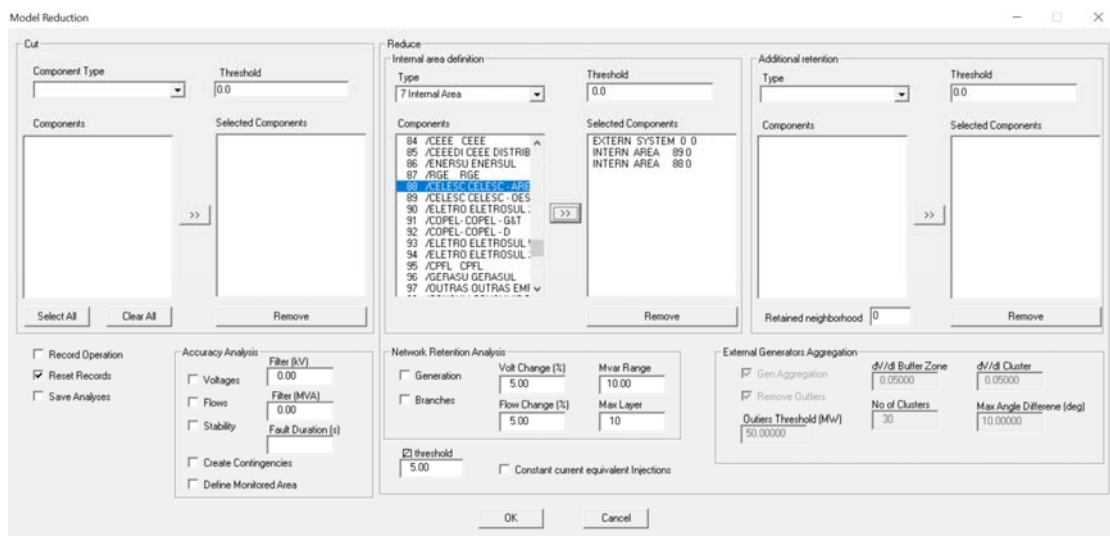


Figura 116 – Tela das opções de equivalente de rede do Organon com a configuração utilizada para a CELESC.

- 4- O programa irá indicar na sua tela o log do processo de redução do equivalente de rede e o nome e o local do arquivo salvo, conforme indicado na Figura 117. No caso exemplo, o programa criou uma rede contendo apenas as barras das áreas selecionadas da CELESC o que resultou em uma rede de 384 barras.

```

ORGANON - [Message Window]
File Edit View Run Tools Window Help

Data check completed
Network reduction completed

Running power flow solution ...
Ite Tot_Misnat Alpha P_Misn_Max bus1 bus2 bus3 Q_Misn_Max bus1 bus2 bus3
0 0.125E-10 0.0000 0.2350E-11 6486 6487 6395 0.8722E-12 6486 6313 6367
F 1 0.146E-10 1.0000 0.1630E-11 6486 6487 6167 0.9095E-12 6487 6486 6312 6487
Power flow converged
Power flow solution completed
Case converged!
Elapsed Time = 0.0313s
Equivalent network data saved to file:
D:\RedePDE2029\Equiv.ntw
Data Saved
Network reduction completed.

Reduction summary:
Number of internal buses: 384, number of internal generators: 41
Number of buses:
Initial = 10613, Final = 390
Number of branches:
Initial = 14882, Final = 1322
Dynamic states:
Initial = 0, Final = 0
Generator dynamic models:
Initial = 0, Final = 0
Reduction(%): 96.3

Running power flow solution ...
Ite Tot_Misnat Alpha P_Misn_Max bus1 bus2 bus3 Q_Misn_Max bus1 bus2 bus3
0 0.146E-10 0.0000 0.1630E-11 6486 6487 6167 0.9095E-12 6487 6486 6312 6487
F 1 0.132E-10 1.0000 0.8535E-12 6486 6168 6167 0.1147E-11 6486 6168 6167 6487
Power flow converged
Power flow solution completed
Case converged!
Elapsed Time = 0.0313s

Power flow converged NTW: D:\RedePDE2029\Equiv.ntw DYN: None
    
```

Figura 117 – Tela de Log do Organon com a execução do equivalente de rede.

- O programa salva essa nova rede em um arquivo com o formato ntw (oficial do Organon). Para salvar essa nova rede no formato PWF, o usuário deve acessar no menu superior **File>Save** em que será aberta uma nova tela para o usuário indicar o nome do arquivo e a extensão do arquivo conforme apresentado na Figura 118.

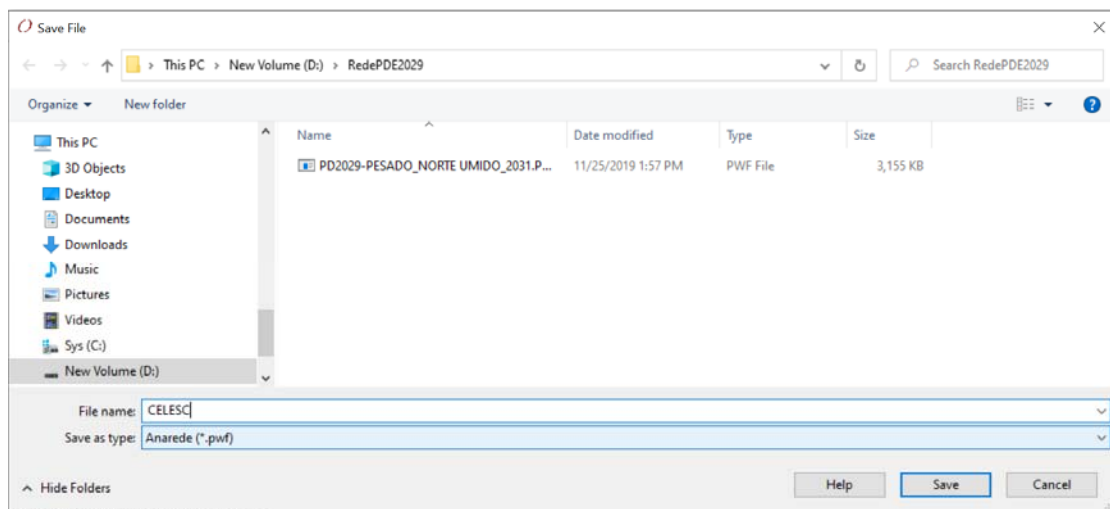


Figura 118 – Tela para salvar o arquivo gerado pelo equivalente de redes.

O seguinte vídeo apresenta os passos expostos anteriormente:

- <https://www.loom.com/share/5962540ffd83427ea69c6a75a1a171a7>

É importante destacar que as topologias das redes também podem ser enviadas pelas distribuidoras sendo o formato PWF (utilizados nos softwares do CEPEL) os mais comuns. Neste caso, essas redes comumente não estão acopladas com a rede de transmissão de forma que não é necessário passar pelo processo de recorte discutido anteriormente.


10.1.2 Consumo (Acoplamento BDGD e PWF)

A próxima informação necessária para a análise do N2 é o consumo. Especificamente, precisa-se identificar quem são os consumidores (suas classes, total do consumo e curva horária) e onde eles se localizam no arquivo de rede da distribuidora.

Essas informações de consumo (classe e localização na rede) podem ser obtidas na Base de Dados Georreferenciada da Distribuidora (BDGD). Contudo, a nomenclatura utilizada nesta base difere-se da nomenclatura utilizada no arquivo de rede da distribuidora.

Por isso, faz-se necessário criar um dicionário que associe cada uma das subestações informadas na BDGD da distribuidora com uma barra do arquivo de rede. O usuário então deve listar todas as subestações da BDGD, todas as barras do arquivo de rede da distribuidora e com isso, começar a associação.

Para listar as subestações de uma distribuidora, o usuário deverá abrir a BDGD no software Qgis utilizando os seguintes passos:

- 1- Com o software Qgis aberto, o usuário deve clicar no seguinte ícone localizado na barra lateral esquerda  (Add Vector Layer). Com isso, será aberta uma tela em que o usuário deve selecionar as opções de **Source Type** e **Source** conforme apresentado na Figura 119. Na opção de **Dataset**, o usuário deve informar o diretório da BDGD que se deseja abrir e em seguida clicar em Open.

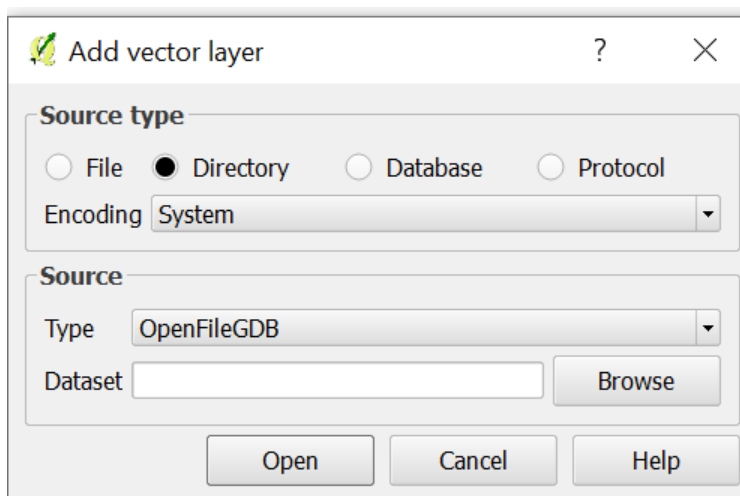


Figura 119 – Tela do Qgis para abrir a base da BDGD.

- 2- Após abrir a BDGD no Qgis, o programa irá abrir uma tela para o usuário selecionar quais camadas ele deseja importar. Neste caso, as camadas de interesse são ARAT (Área de Atuação da distribuidora), SSDAT (Segmento da Rede de Alta Tensão), SUB (Subestações). Após a seleção dessas camadas, o usuário deverá clicar no botão Ok localizado no canto inferior direito da tela, conforme indicado na Figura 120

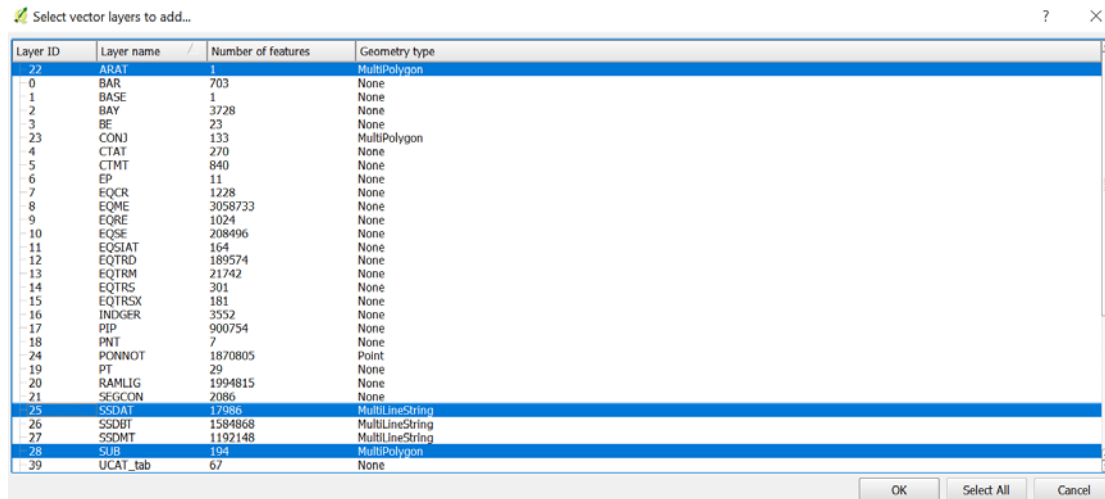


Figura 120 – Tela do Qgis para selecionar as camadas a serem visualizadas no QGis.

- 3- As camadas selecionadas poderão ser visualizadas na tela do Qgis. É importante ressaltar que todos os elementos visualizados possuem coordenadas geográficas. Para obter os dados de todas as subestações, o usuário deve clicar com o botão direito do mouse em cima da camada Sub e em seguida clicar em **Open Attribute Table**, conforme apresentado na Figura 121.

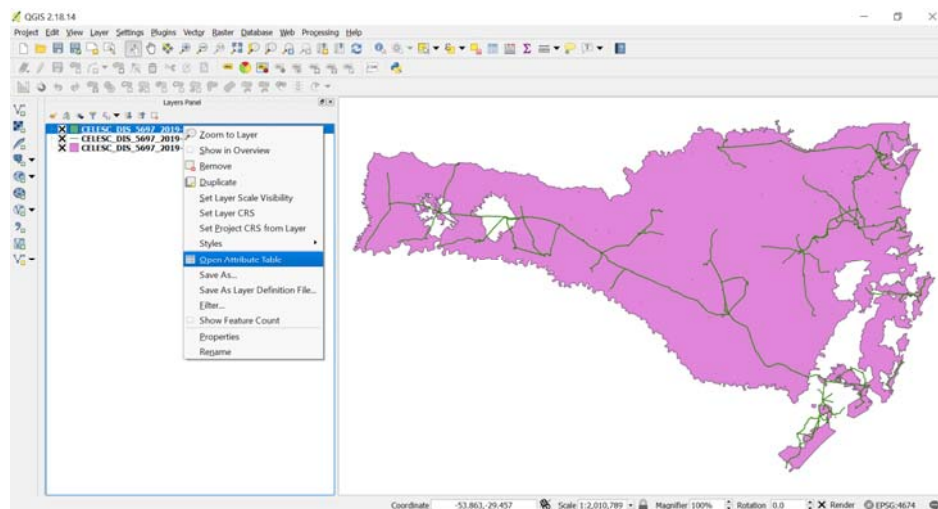


Figura 121 – Tela do Qgis para abrir a tabela de atributos da camada Subestação.

- 4- O programa irá abrir uma nova tela com os dados tabulares contendo a lista de todas as subestações desta distribuidora. O usuário pode selecionar os dados desta tabela e copiar para uma planilha de trabalho.

CELESC_DIS_5697_2019-12-31_M10_20200312-0905 SUB - Features total: 194, filtered: 194, selected: 0

| OBJECTID | COD_ID | DIST | POS | NOM | DESCR | Shape_Length | Shape_Area |
|----------|--------|------|-----|--------------|---------------|--------------|--------------|
| 1 | FUC | 5697 | PD | FAXINAL U... | 609, 609, ... | 0.0010836... | 7.0026316... |
| 2 | SIO | 5697 | PD | SOMBRIO... | 817, 817, ... | 0.0025835... | 4.0786659... |
| 3 | CZL | 5697 | PD | CAPINZAL... | 504, 504, ... | 0.0021157... | 2.8443831... |
| 4 | VBA | 5697 | PD | VARGEM B... | 520, 520, ... | 0.0025540... | 4.0255683... |
| 5 | CCO | 5697 | PD | CHAPECO... | 602, 602, ... | 0.0044614... | 1.2250129... |
| 6 | COA | 5697 | PD | CONCÓRD... | 604, 604, ... | 0.0021852... | 2.4232213... |
| 7 | FBO | 5697 | PD | FRAIBURG... | 505, 505, ... | 0.0021621... | 2.8644735... |
| 8 | ATA | 5697 | PD | ARABUTÁ... | 605, 605, ... | 0.0018394... | 1.9503601... |
| 9 | INA | 5697 | PD | ITAPIRAM... | 613, 613, ... | 0.0052031... | 1.6251762... |
| 10 | BMB | 5697 | PD | BRAÇO D... | 742, 742, ... | 0.0034117... | 6.3798045... |
| 11 | QLO | 5697 | PD | QUILOMB... | 623, 623, ... | 0.0029587... | 5.4440076... |
| 12 | MRA | 5697 | PD | MARAVILH... | 626, 626, ... | 0.0042099... | 1.0916796... |
| 13 | TRD | 5697 | PD | TUBARÃO ... | 730, 730, ... | 0.0011454... | 7.0649575... |
| 14 | CFL | 5697 | PD | CRICIUMA... | 828, 828, ... | 0.0044694... | 1.0655125... |
| 15 | CCI | 5697 | PD | CHAPECO ... | 611, 611, ... | 0.0050168... | 1.3814332... |
| 16 | FLA | 5697 | PD | FORQUILH... | 809, 809, ... | 0.0041079... | 1.0548522... |
| 17 | ADP | 5697 | PD | ÁGUA DO... | 521, 521, ... | 0.0027588... | 4.1888510... |
| 18 | HFS | 5697 | CS | HIPPER FR... | 776, 776, ... | 0.0017119... | 1.5970017... |
| 19 | SMD | 5697 | PD | SÃO MIGU... | 610, 610, ... | 0.0050028... | 1.3844005... |
| 20 | CSC | 5697 | PD | CONCÓRD... | 619, 619, ... | 0.0068925... | 2.9509478... |
| 21 | TRA | 5697 | PD | TANGARÁ... | 517, 517, ... | 0.0032129... | 6.3105943... |
| 22 | TT5 | 5697 | PD | TREZE TÍL... | 513, 513, ... | 0.0026592... | 2.6385879... |
| 23 | SGO | 5697 | PD | SANGÃO... | 735, 735, ... | 0.0029478... | 5.0788759... |
| 24 | MCR | 5697 | PD | MONDAÍ C... | 627, 627, ... | 0.0036888... | 8.3164902... |
| 25 | MJA | 5697 | PD | MORRO D... | 812, 812, ... | 0.0025018... | 3.7806423... |
| 26 | TDE | 5697 | PD | TRINDADE... | 106, 106, ... | 0.0072955... | 2.0618184... |
| 27 | BQB | 5697 | PD | BIGUAÇU ... | 109, 109, ... | 0.0034934... | 6.4641305... |
| 28 | FIS | 5697 | PD | FLORIANÓ... | 119, 119, ... | 0.0028193... | 3.8230574... |
| 29 | TCO | 5697 | PD | TRANSIÇÃ... | 108, 108, ... | 0.0008647... | 4.4973385... |
| 30 | SJS | 5697 | PD | SÃO JOSÉ ... | 118, 118, ... | 0.0018655... | 2.0313306... |

Show All Features

Figura 122 – Tela do Qgis com a tabela de atributos da camada Subestação.

O seguinte vídeo apresenta os passos expostos anteriormente:

- <https://www.loom.com/share/3bb56e64f4454fcd808cc7223f189763>

Após obter a lista de todas as subestações da BDGD, o usuário deverá listar todas as barras do arquivo de rede da distribuidora. Neste caso, o software *Netplan* poderá ser útil para listar essas barras e visualizar a rede, o que ajudará nesse mapeamento BDGD-PWF.

O *Netplan* é um software de análise de redes que possui algumas ferramentas interessantes que podem ajudar nesta etapa. Para abrir o arquivo PWF no programa, o usuário deve seguir os passos apresentados nas figuras abaixo:

- 1- Após abrir o programa, o usuário deve selecionar no menu superior **File>Open** e com isso, o programa irá abrir uma nova tela para seleção do diretório conforme apresentado na Figura 123.

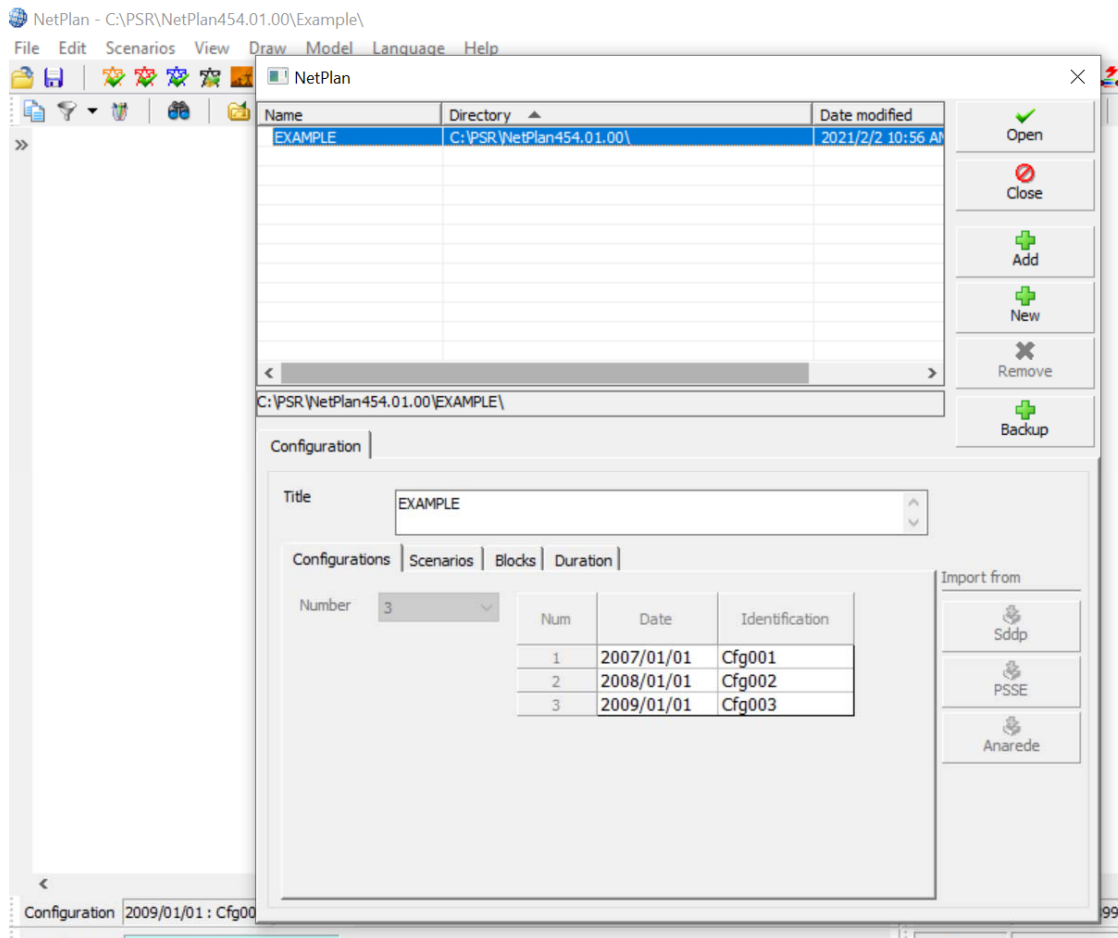


Figura 123 – Tela do Netplan para criar uma nova base.

- 2- Para escolher o diretório, o usuário deve selecionar a opção **Add** no menu lateral superior direito da tela que irá abrir a árvore de diretórios do computador. O usuário deverá escolher um diretório do computador que contém o arquivo PWF que deseja abrir. Após a seleção do diretório, o usuário deverá selecionar a opção **Anarede** no menu lateral inferior direito da tela. Com isso, será aberta uma nova tela para o usuário configurar a etapa, série e bloco deste caso, como indicado na Figura 124.

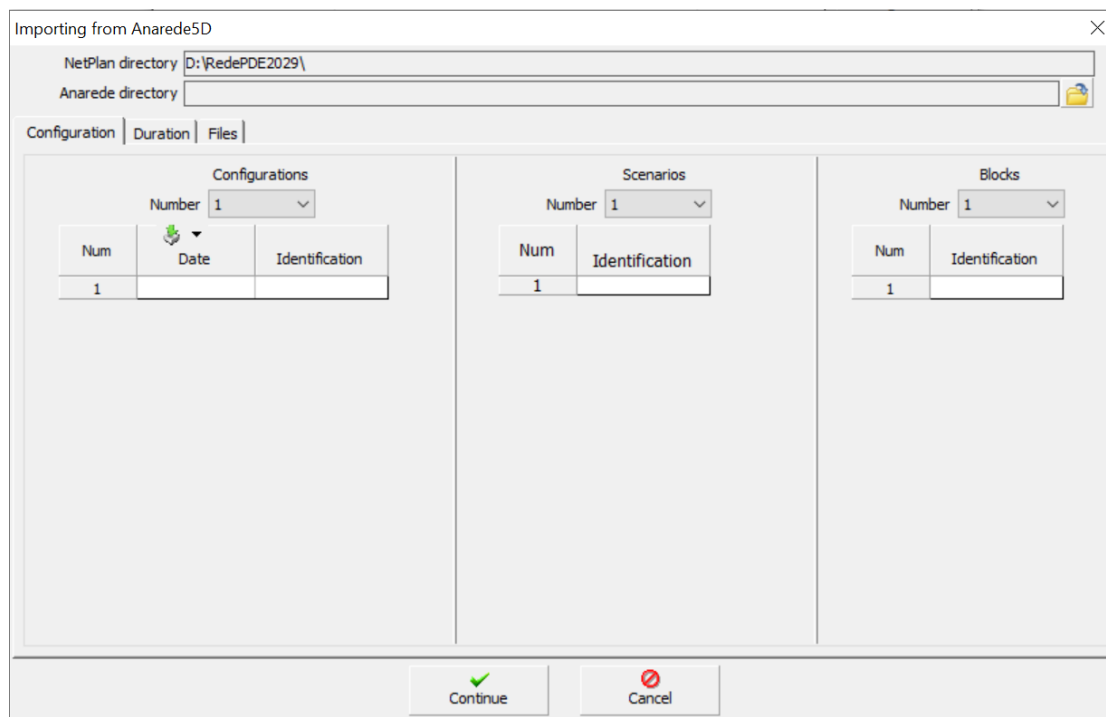


Figura 124 – Tela do Netplan para importar os dados do PWF.

- 3- Nesta nova tela, o usuário deve selecionar no ícone para indicar o diretório que contém o arquivo PWF a ser lido. Em seguida, deve-se indicar o número de etapas, cenários e blocos deste caso no submenu **configuration** conforme Figura 125.

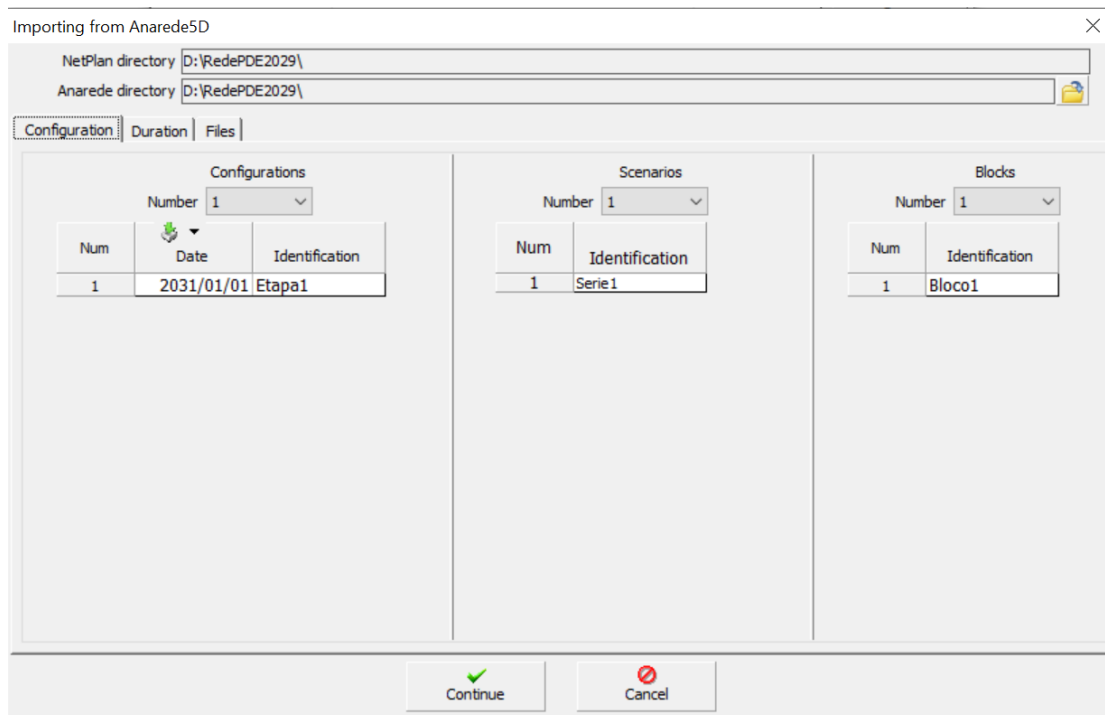


Figura 125 – Tela do Netplan com as configurações para importar os dados do PWF – Menu Configuration.

- No submenu **duration** (Figura 126), o usuário deve informar o valor da duração de cada bloco. Neste caso, como é um bloco único, deve-se informar o valor de 100% conforme figura abaixo.

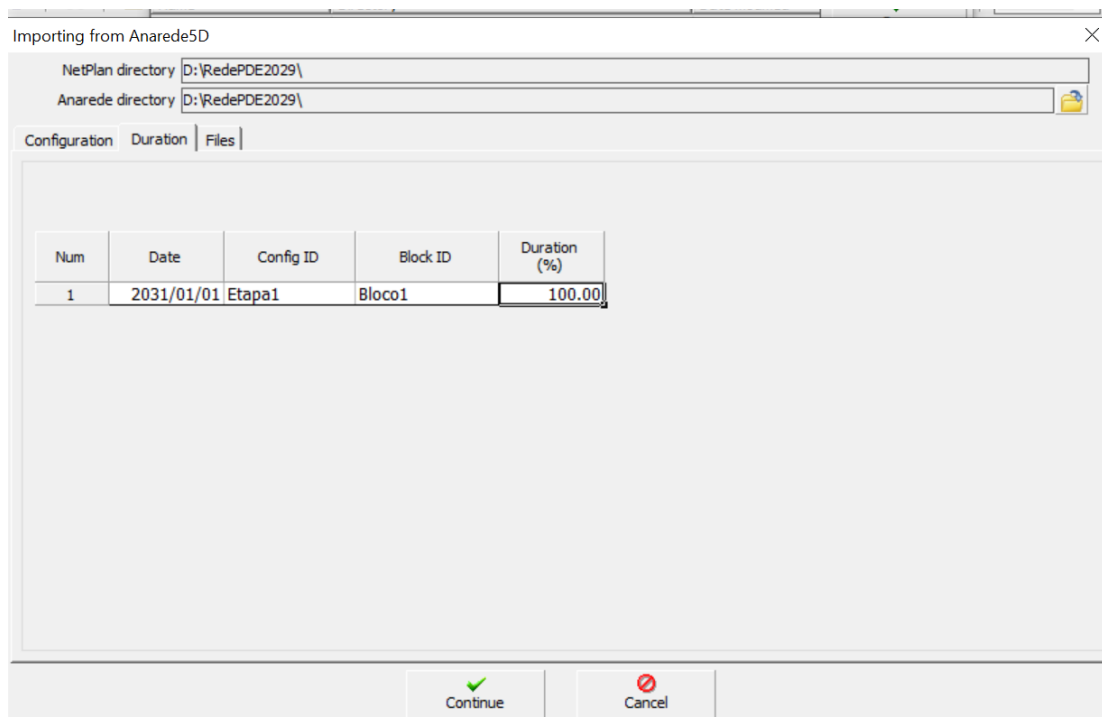


Figura 126 – Tela do Netplan com as configurações para importar os dados do PWF – Menu *Duration*.

Por último, no submenu **Files**, o usuário irá indicar o arquivo na opção **Anaredefilename** conforme Figura 127. Em seguida, é necessário clicar no botão **Continue** na barra inferior e o Netplan irá começar a leitura do PWF e criar os arquivos do Netplan.

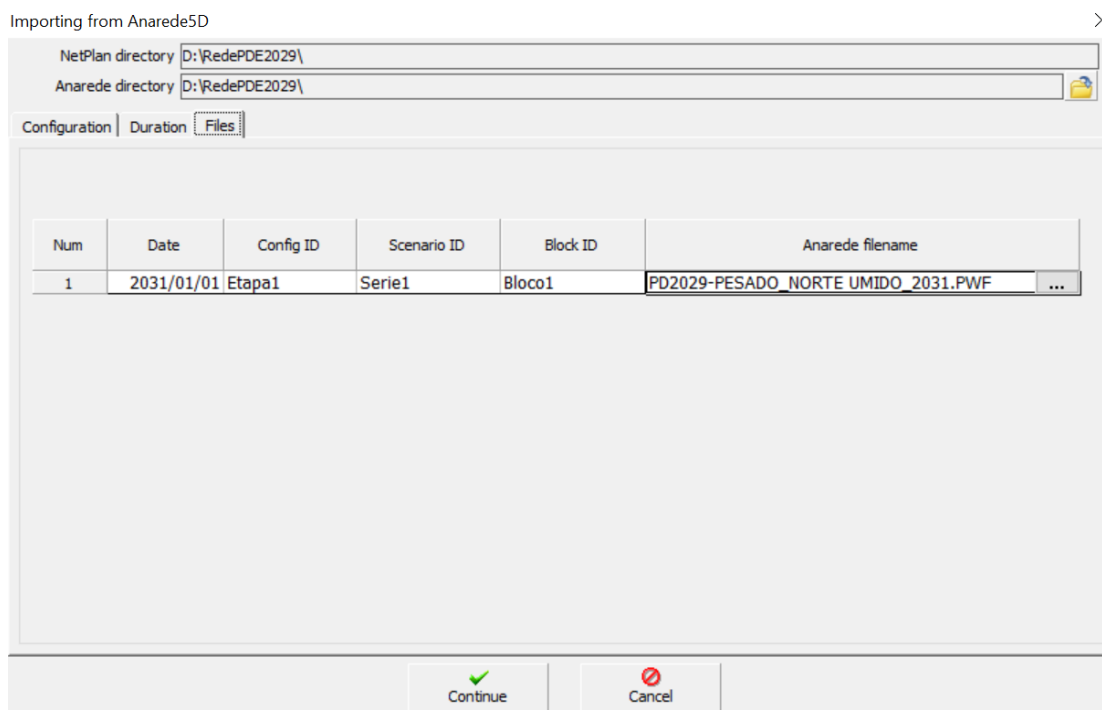


Figura 127 – Tela do Netplan com as configurações para importar os dados do PWF – Menu *Files*.

O vídeo no link abaixo apresenta esse processo de leitura do arquivo PWF no Netplan:

- <https://www.loom.com/share/39adf1112cfb4a96a035930227c8dc91>

Após esse processo, o usuário pode começar a utilizar o Netplan para acessar algumas funções. Nesta etapa, duas funções do Netplan são úteis: a primeira refere-se a desenhar a rede para visualizar as conexões entre as barras e a segunda refere-se a listar todas as barras dessa rede e suas características que serão úteis para o acoplamento PWF-BDGD a ser explicado.

Para utilizar a função de desenhar a rede, o usuário deve seguir os passos descritos abaixo:

- 1- No menu superior, acessar **Draw>Retrieve background data** que irá abrir uma nova tela. Nesta nova tela, o usuário deve selecionar o Brasil e clicar no botão Ok na parte inferior da tela conforme ilustrado na Figura 128.

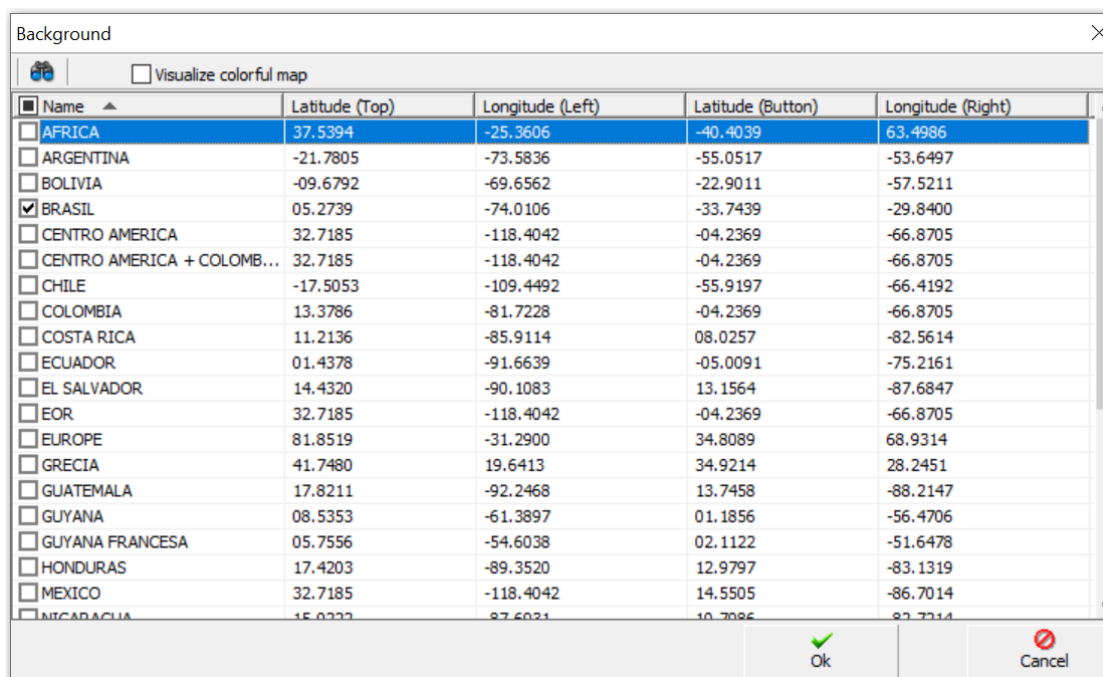


Figura 128 – Tela do Netplan para escolher o Background.

- 2- Após isso, a tela do Netplan passará a exibir um mapa do Brasil e o usuário poderá começar a posicionar barras sobre esse mapa. Neste caso, como deseja-se visualizar apenas barras da área de interesse, o usuário pode acessar o menu lateral e clicar em **Filter>Bus>Area** e selecionar as áreas de interesse conforme indicado na Figura 129.

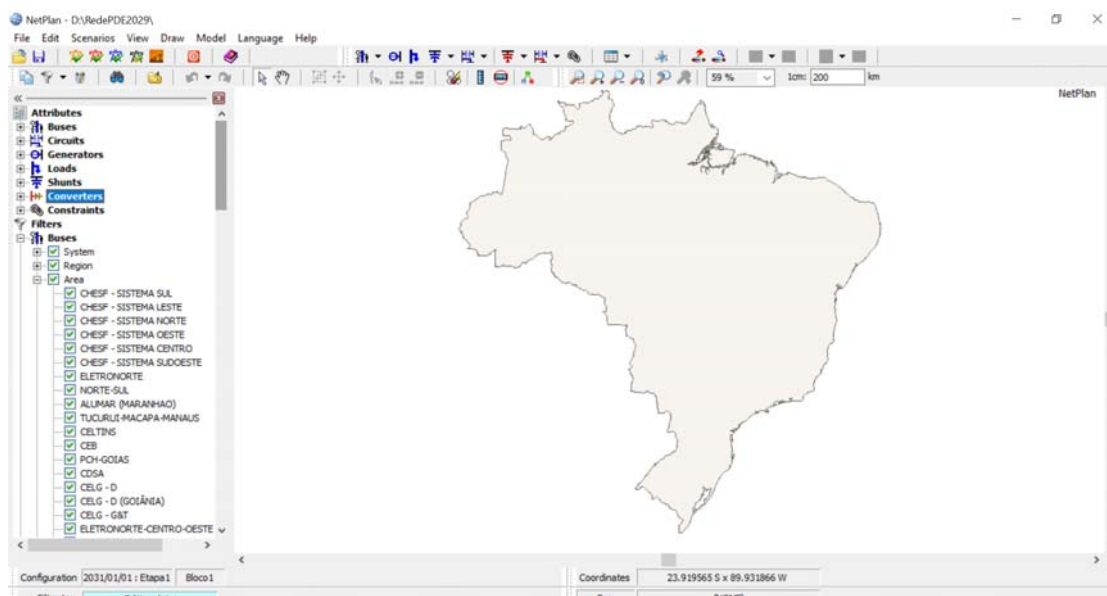


Figura 129 – Tela do Netplan para filtro da área de interesse.

- 3- O usuário então deve acessar o menu superior em **Draw>Draw Buses** e irá abrir uma tela para escolher a barra que se deseja posicionar na tela clicando sobre a barra e, em seguida, em **Ok** na lateral esquerda, conforme Figura 130.

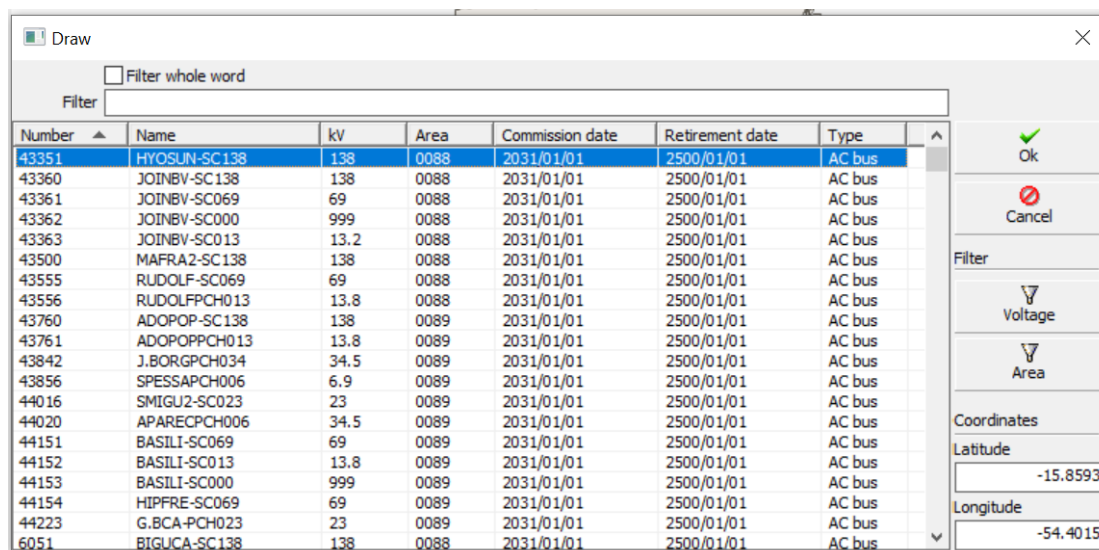


Figura 130 – Tela do Netplan para desenhar uma barra.

- 4- Na tela do Netplan, o usuário pode desenhar as barras conectadas a uma barra de interesse, apertando o **Ctrl** do teclado e clicando com o botão direito do mouse sobre a barra. A Figura 131 mostra as barras conectadas na barra 43351, após seguir esse procedimento.

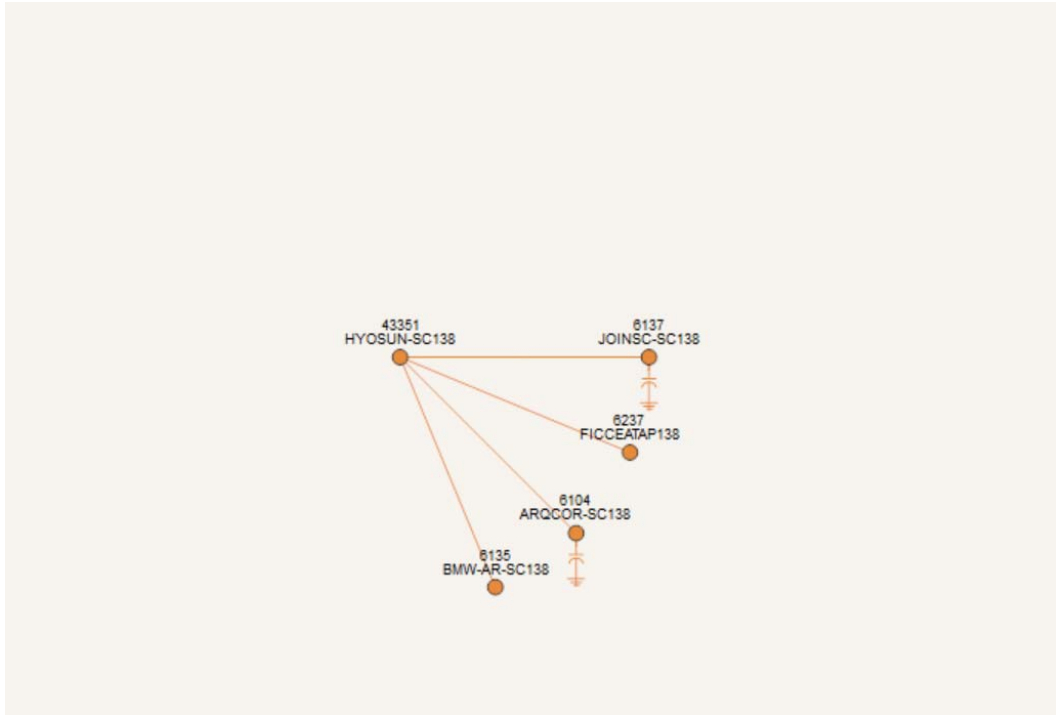
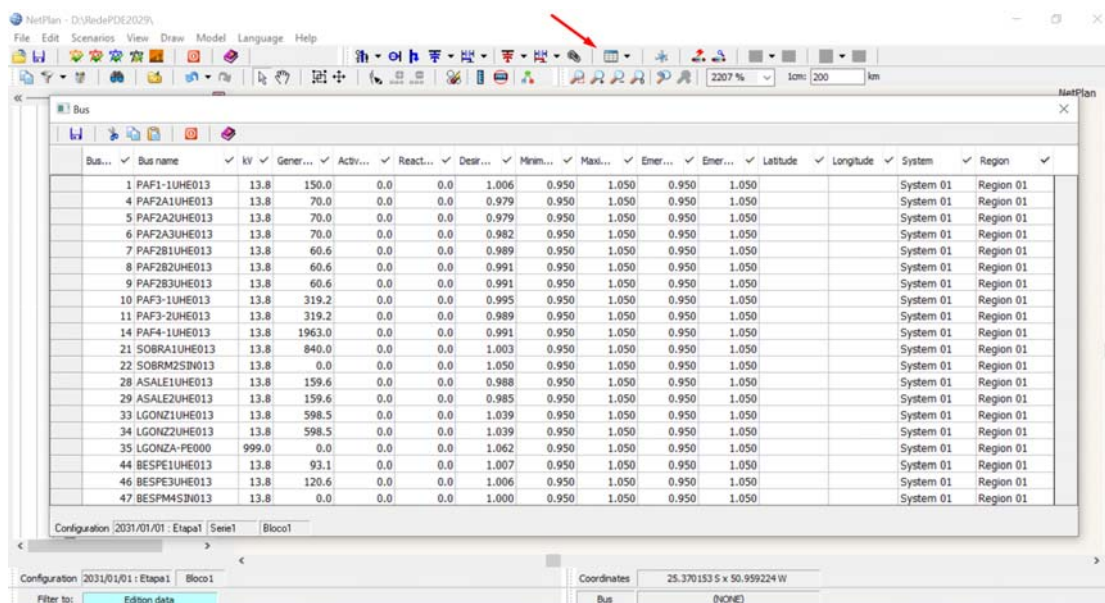


Figura 131 – Tela do Netplan com algumas barras de interesse desenhadas.

- 5- Por fim, outra função útil do Netplan para este procedimento é a **Tabular List** que se encontra na barra de ferramentas superior, conforme indicada na Figura 132. Ao clicar neste ícone, irá surgir uma tela com a lista de todas as barras deste PWF contendo a numeração, nome, nível de tensão, área entre outras características. O usuário pode copiar toda essa lista para a sua planilha de trabalho.



| Bus... | Bus name | kV | Gener... | Activ... | React... | Desir... | Minim... | Maxi... | Emer... | Emer... | Latitude | Longitude | System | Region |
|--------|--------------|-------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|---------|---------|----------|-----------|-----------|-----------|
| 1 | PAF1-1UHE013 | 13.8 | 150.0 | 0.0 | 0.0 | 1.006 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 4 | PAF2A1UHE013 | 13.8 | 70.0 | 0.0 | 0.0 | 0.979 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 5 | PAF2A2UHE013 | 13.8 | 70.0 | 0.0 | 0.0 | 0.979 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 6 | PAF2A3UHE013 | 13.8 | 70.0 | 0.0 | 0.0 | 0.982 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 7 | PAF2B1UHE013 | 13.8 | 60.6 | 0.0 | 0.0 | 0.989 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 8 | PAF2B2UHE013 | 13.8 | 60.6 | 0.0 | 0.0 | 0.991 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 9 | PAF2B3UHE013 | 13.8 | 60.6 | 0.0 | 0.0 | 0.991 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 10 | PAF3-1UHE013 | 13.8 | 319.2 | 0.0 | 0.0 | 0.995 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 11 | PAF3-2UHE013 | 13.8 | 319.2 | 0.0 | 0.0 | 0.989 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 14 | PAF4-1UHE013 | 13.8 | 1963.0 | 0.0 | 0.0 | 0.991 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 21 | SOBRA1UHE013 | 13.8 | 840.0 | 0.0 | 0.0 | 1.003 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 22 | SOBRM2SIN013 | 13.8 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 28 | ASALE1UHE013 | 13.8 | 159.6 | 0.0 | 0.0 | 0.988 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 29 | ASALE2UHE013 | 13.8 | 159.6 | 0.0 | 0.0 | 0.985 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 33 | LGONZ1UHE013 | 13.8 | 598.5 | 0.0 | 0.0 | 1.039 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 34 | LGONZ2UHE013 | 13.8 | 598.5 | 0.0 | 0.0 | 1.039 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 35 | LGONZA-PE000 | 999.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.062 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 44 | BESPE1UHE013 | 13.8 | 93.1 | 0.0 | 0.0 | 1.007 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 46 | BESPE3UHE013 | 13.8 | 120.6 | 0.0 | 0.0 | 1.006 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |
| 47 | BESPM4SIN013 | 13.8 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.000 | 0.950 | 1.050 | 0.950 | 1.050 | | | System 01 | Region 01 |

Figura 132 – Tela do Netplan com a lista de todas as barras da rede.

Os vídeos abaixo apresentam os passos expostos anteriormente:

- <https://www.loom.com/share/a1df7adeec5b42ab94c3471a11ad5c0f>
- <https://www.loom.com/share/edc21906dc464fc690c31e4f5dffff37>

Com as subestações da BDGD e as barras do PWF exportadas para uma planilha de trabalho, o usuário deverá começar a trabalhar na associação entre esses dois dados. No primeiro momento, a identificação de uma subestação em uma barra se dará pela similaridade dos nomes. Em seguida, o usuário poderá aproveitar as ferramentas de visualização do Netplan e do Qgis para identificar as barras pelas vizinhanças. Os vídeos abaixo ilustram o processo:

- <https://www.loom.com/share/ff2ed2a2891d41ca837b3e1027ecd09d>
- <https://www.loom.com/share/502d59ec65ba4ecea77d42c0b6669318>

10.1.3 Geração

Por fim, a última informação necessária sobre o estado atual da rede da distribuidora são os geradores conectados no nível N2 e suas características, fonte de geração, potência instalada e ponto de conexão na rede.

A ANEEL enviou uma planilha em formato excel que contém todas essas informações para todos os geradores e todas as distribuidoras conectados no nível N2. Neste caso, o ponto de conexão informado na planilha da ANEEL não tem a mesma nomenclatura indicada na rede do PWF. Dessa forma, o usuário deverá tentar identificar a barra de conexão por similaridade do nome. A Figura 133 apresenta alguns geradores conectados na distribuidora CELESC e seus respectivos pontos de conexão no PWF.

| Acessante | Potência Outorgada | CEG Numérico | Ponto de Conexão | Tipo de Geração | BarraPWF - E | NomeBarraPWF - E |
|---|--------------------|-----------------|---|-----------------|--------------|------------------|
| Quinta de Gomariz | 4,000.0 | EOLCVSC032302-0 | Barra 138kV da SE Agua Doce Três Pinheiros | EOL | 6368 | ADOL3P-SC138 |
| Amparo | 22,500.0 | EOLCVSC029069-6 | SE Água Doce Linha Três Pinheiros - barra 138kV | EOL | 6368 | ADOL3P-SC138 |
| Aquibatã | 30,000.0 | EOLCVSC029052-1 | SE Água Doce Linha Três Pinheiros - barra 138kV | EOL | 6368 | ADOL3P-SC138 |
| Angelina (Antiga Portobello - Corredeira do Encano) | 26,270.0 | PCHPHSC002133-4 | SE Tijucas - barra 138kV | PCH | 6091 | TIJUCA-SC138 |
| Angelina (Antiga Portobello - Corredeira do Encano) | 26,270.0 | PCHPHSC002133-4 | SE Tijucas - barra 138kV | PCH | 6091 | TIJUCA-SC138 |
| Angelina (Antiga Portobello - Corredeira do Encano) | 26,270.0 | PCHPHSC002133-4 | SE Tijucas - barra 138kV | PCH | 6091 | TIJUCA-SC138 |
| Angelina (Antiga Portobello - Corredeira do Encano) | 26,270.0 | PCHPHSC002133-4 | SE Tijucas - barra 138kV | PCH | 6091 | TIJUCA-SC138 |
| Angelina (Antiga Portobello - Corredeira do Encano) | 26,270.0 | PCHPHSC002133-4 | SE Tijucas - barra 138kV | PCH | 6091 | TIJUCA-SC138 |

Figura 133 – Exemplo de associação de barras da planilha Aneel com barras do pwf.

10.2 Anexo 2 – Veículos Elétricos e tecnologia *Vehicle to Grid* (V2G)

A tecnologia *Vehicle to Grid* permite que os veículos elétricos injetem energia na rede e provenham alguns serviços para o sistema que incluem, por exemplo, serviços de regulação de tensão, geração e flexibilidade. No subproduto 2.2 deste projeto detalham-se os atributos que os veículos elétricos podem fornecer ao sistema.

Em [30] são apresentados alguns projetos ao redor do mundo que consideram a tecnologia V2G e seus possíveis serviços. De todos os 50 projetos considerados, 25 localizam-se na Europa, 18 na América do Norte e 7 na Ásia. A referência [31] destaca alguns obstáculos que devem ser superados para a aplicação comercial da tecnologia V2G, que incluem:

- Falta de um arcabouço regulatório que contemple a possibilidade de veículos elétricos injetarem energia na rede;
- Ausência de uma infraestrutura apropriada que possibilite o uso da tecnologia V2G;
- Ausência de capacidade V2G em muitos modelos de VE fabricados;
- Desconhecimento da sociedade e clientes acerca deste tipo de tecnologia.

Acrescenta-se ainda, em [32], a preocupação com o gerenciamento necessário para coordenar informações de diversos pontos de recarga na rede e inúmeros veículos elétricos. Além disso são destacados desafios com questões de segurança e privacidade de dados com informações de clientes.

Adiciona-se ainda que há discussões de como as estratégias de V2G podem afetar a vida e saúde da bateria de veículos elétricos. Segundo [33] no máximo 60% a 80% da capacidade nominal da bateria pode ser consumida sem que haja uma degradação precoce da bateria.