

Nicholas Eduardo Lopes dos Santos

**Planejamento da Expansão de Sistema de Distribuição  
Considerando Redução de Cenários e Geração Distribuída**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e Computação. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Roberto Cayetano Lotero

Foz do Iguaçu  
2018

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Santos, Nicholas Eduardo Lopes dos  
Planejamento da expansão de sistema de distribuição considerando redução de cenários de demanda e geração distribuída / Nicholas Eduardo Lopes dos Santos; orientador(a), Roberto Cayetano Lotero, 2018.  
85 f.

Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Centro de Engenharias e Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, 2018.

1. Clusterização. 2. Planejamento da expansão. 3. Sistemas de distribuição de energia elétrica. 4. Geração distribuída. I. Lotero, Roberto Cayetano. II. Título.

**Planejamento da Expansão de Sistema de Distribuição Considerando Redução de Cenários e Geração Distribuída**

Nicholas Eduardo Lopes dos Santos

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora:

Data da defesa pública: 04/05/2018



---

Prof. Dr. **Roberto Cayetano Lotero** – (Orientador)  
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE



---

Prof. Dr. **Edgar Manuel Carreño Franco**  
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE



---

Prof. Dr. **Katiani Pereira da Conceição**  
Centro Internacional de Energias Renováveis–Biogás – CIBiogás



# Resumo

Tradicionalmente, utiliza-se a demanda máxima prevista no horizonte de planejamento para determinar as adições e reforços necessários para a expansão de um sistema de distribuição. As alternativas obtidas com esse modelo são consideradas superestimadas, pois considera um comportamento de demanda constante ao longo do horizonte de planejamento. Diante disso, a busca por uma melhor representação da demanda nos modelos de planejamento tem sido realizada, dentre elas, a redução de cenários baseada em clusterização. Este trabalho apresenta uma análise sobre a possibilidade de obtenção de alternativas de expansão de menor custo no planejamento de um sistema de distribuição representando a demanda a ser atendida e a geração distribuída não despachável por mais de um patamar. Ela baseia-se em um modelo de planejamento que considera uma melhor representação da carga e da geração que seja resolvido através de técnicas de otimização clássica. A redução de cenários, utilizada no modelo, é baseada em grupos de patamares aos quais são definidos e obtidos com a aplicação do algoritmo  $k$ -médias. Além de apresentar alternativas de expansão para diferentes grupos de patamares, também mostra que os tempos de processamento, resultantes do problema combinatorial, são aceitáveis.

**Palavras-chave:** Clusterização, Planejamento da Expansão, Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, Geração Distribuída.

# Abstract

Traditionally, the maximum demand forecast in the planning horizon is used to determine the additions and reinforcements required for the expansion of a distribution system. The alternatives obtained with this model are considered overestimated because it considers a constant demand behavior along the planning horizon. Therefore, the search for a better representation of the demand in the planning models has been carried out, among them, the scenarios reduction based on clustering. This paper presents an analysis about the possibility of obtaining alternatives of expansion of lower cost in the planning of a distribution system representing the demand to be met and the distributed generation that can not be dispatched by more than one level. It is based on a planning model that considers a better representation of the load and generation that is solved through classical optimization techniques. The scenario reduction, used in the model, is based on levels groups that are defined and obtained with k-means algorithm application. In addition to presenting expansion alternatives for different levels groups, it also shows that the processing times resulting from the combinatorial problem are acceptable.

**Keywords:** Clustering, Expansion Planning, Electric Distribution System, Distributed Generation.

Dedico este trabalho a Deus, à minha filha, à minha esposa e aos meus familiares.



# Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, a Deus que, nos momentos de aflição, me orientou e me guiou nas escolhas que fiz. Também, agradeço a Ele, pelas oportunidades de crescimento pessoal e do tempo de reflexão que me forneceu durante o período que estive sem emprego.

À minha esposa, Natália, por ter assumido as despesas da casa no momento em que estive desempregado e me motivado a continuar com o mestrado. Por ter me apoiado nos momentos de fraqueza e me motivado nos momentos difíceis. Por entender os momentos de ausência exigidos pela pesquisa e, muitas vezes, pelo silêncio exigido para concentração. À minha filha, Maria Luiza, por ter me entretido nos momentos de estresse e por ser a minha inspiração, meu motivo de viver. À minha sogra, Iolanda, por dedicar seu tempo em cuidar da minha filha nos momentos que precisei trabalhar e estudar para concursos.

Ao meu pai, Júlio, que sempre se dispôs a me ajudar, principalmente quando não tinha condições financeiras para continuar o mestrado. À minha mãe, por estar sempre presente, nos momentos de alegria e tristeza. Por sempre apoiar as minhas decisões e estar sempre disposta a ajudar quando foi necessário. Às minhas irmãs, Nádia e Naiani, que sempre me incentivaram a continuar os estudos.

Aos meus colegas da turma de 2016 do PGECC, que me ajudaram nas disciplinas específicas da área de engenharia elétrica, em especial, Thiago Rhode, pelo companheirismo e apoio.

A meu orientador, por ter me aceitado no programa, por ter entendido meus limites em relação ao curso, por ter me motivado e me guiado na busca pelos conhecimentos necessários para a realização dessa pesquisa e por ter aceitado fazer nossas reuniões por conferência, devido meu deslocamento para outra cidade.

À coordenação do PGEEC, e a meu Orientador, que não mediram esforços em me apoiar no momento em que fui desligado da FPTI, oportunizando uma bolsa de estudos.



# Sumário

<b>Lista de figuras.....</b>	<b>xiii</b>
<b>Lista de tabelas.....</b>	<b>xv</b>
<b>Lista de siglas.....</b>	<b>xvii</b>
<b>Lista de símbolos.....</b>	<b>xix</b>
<b>Capítulo 1 Introdução.....</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo 2 Revisão da literatura.....</b>	<b>5</b>
2.1. Introdução.....	5
2.2. Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição.....	5
2.3. Clusterização.....	8
2.4. Conclusão.....	14
<b>Capítulo 3 Redução de cenários.....</b>	<b>15</b>
3.1. Introdução.....	15
3.2. Preparação dos dados.....	15
3.3. Clusterização: A técnica $k$ -médias.....	16
3.4. Redução de cenários da demanda.....	17
3.5. Redução de cenários da geração.....	22
3.6. Definição da duração dos patamares.....	28
3.7. Conclusão.....	30
<b>Capítulo 4 Problema da Expansão de Sistemas de Distribuição.....</b>	<b>31</b>
4.1. Introdução.....	31
4.2. Descrição do problema.....	31
4.3. Procedimento de teste.....	32
4.3.1. Sistema teste.....	33
4.3.2. Dados utilizados nos testes.....	34
4.4. Impacto no PESD.....	36
4.4.1. Caso Base.....	36
4.4.2. Caso A.....	38
4.4.3. Caso B.....	41
4.4.4. Caso C.....	42
4.4.5. Comparação entre os casos.....	44
4.5. Impacto no tempo de processamento.....	45
4.6. Conclusão.....	47
<b>Capítulo 5 Conclusões.....</b>	<b>49</b>
5.1. Conclusões gerais do trabalho.....	49

5.2. Sugestões.....	50
<b>Referências Bibliográficas.....</b>	<b>51</b>
<b>Apêndice A Dados da redução de cenários.....</b>	<b>55</b>

# Lista de figuras

Figura 2.1: Aplicação do método de clusterização k-médias. Fonte: (Pacula, 2017).....	10
Figura 2.2: Aplicação do método de clusterização baseado em hierarquia. Fonte: (Minitab Inc, 2018).....	11
Figura 2.3: Aplicação do método de clusterização baseado em densidade DBSCAN. Fonte: (STHDA, 2018).....	12
Figura 3.1: Processo de redução de cenário da demanda e da geração.....	15
Figura 3.2: Curva de demanda real e demanda reduzida a 3 patamares.....	18
Figura 3.3: Curva de demanda real e demanda reduzida a 9 patamares.....	20
Figura 3.4: Curva de demanda real e demanda reduzida a 18 patamares.....	21
Figura 3.5: Dados históricos da demanda e de geração da PCH.....	22
Figura 3.6: Curvas de geração real e da geração reduzida a 3 patamares para uma PCH.....	23
Figura 3.7: Curvas de geração real e da geração reduzida a 3 patamares de uma PCF.....	24
Figura 3.8: Curvas de geração real e da geração reduzida a 9 patamares de uma PCH.....	25
Figura 3.9: Curvas de geração real e da geração reduzida a 9 patamares de uma PCF.....	25
Figura 3.10: Curvas de geração real e da geração reduzida a 18 patamares de uma PCH.....	27
Figura 3.11: Curvas de geração real e da geração reduzida a 18 patamares de uma PCF.....	27
Figura 3.12: Frequência relativa do grupo de 48 patamares de carga de cada um dos nós da rede de distribuição.....	29
Figura 4.1: Diagrama da rede de 18 nós. Fonte: Adaptado de Machado. (2013).....	33
Figura 4.2: Relação entre a curva de demanda real e a reduzida a um patamar de carga.....	37
Figura 4.3: Custos totais dos planos ótimos do Caso A.....	40
Figura 4.4: Custos totais dos planos ótimos do Caso B.....	42
Figura 4.5: Custos totais dos planos ótimos do Caso C.....	43
Figura 4.6: Valor presente dos custos totais, por grupo de patamares, em cada caso.....	44
Figura 4.7: Custos de operação, por grupo de patamares, de cada caso.....	45
Figura 4.8: Tempo de processamento do modelo no Sistema de Distribuição de 18 barras.....	46



# Lista de tabelas

Tabela 3.1: Valores dos centros e dos tamanhos dos clusters após a redução do cenário da demanda a 3 patamares para o nó 5 do sistema teste, para o período T1.....	19
Tabela 3.2: Valores dos centros e dos tamanhos dos clusters após a redução do cenário da demanda a 9 patamares para o nó 5 do sistema teste, para o período T1.....	20
Tabela 3.3: Valores dos centros e dos tamanhos dos clusters após a redução do cenário da demanda a 18 patamares para o nó 5 do sistema teste, para o período T1.....	21
Tabela 3.4: Valores dos centros e dos tamanhos dos clusters após a redução do cenário de geração a 3 patamares da PCH e PCF, para os períodos <i>T1</i> e <i>T3</i> , respectivamente.....	24
Tabela 3.5: Valores dos centros e dos tamanhos dos clusters após a redução do cenário da demanda a 9 patamares da PCH e PCF, para os períodos <i>T1</i> e <i>T3</i> , respectivamente.....	26
Tabela 3.6: Redução do cenário da demanda a 18 patamares da PCH e PCF.....	28
Tabela 3.7: Qualidade dos clustes dos grupos de 48 e 200 patamares por unidade de geração distribuída intermitente.....	28
Tabela 4.1: Dados da rede existente e adicionável do sistema de 18 nós. Fonte: Adaptado de Machado, (2013).....	34
Tabela 4.2: Opções disponíveis de condutores. Fonte: Adaptado de Machado (2013).....	35
Tabela 4.3: Opções disponíveis de transformadores. Fonte: Adaptado de Machado (2013)....	35
Tabela 4.4: Demanda máxima da rede teste.....	36
Tabela 4.5: Detalhamento dos custos de planejamento – Caso Base. Fonte: Adaptado de Machado (2013).....	37
Tabela 4.6: Ramos substituídos e adicionados no Caso Base.....	38
Tabela 4.7: Ramos substituídos e adicionados no Caso A.....	39
Tabela 4.8: Resultados do Caso A.....	39
Tabela 4.9: Percentual de redução dos custos de investimento, manutenção e operação entre a simulação do Caso A considerando o grupo de duzentos patamares e o Caso Base.....	40
Tabela 4.10: Ramos substituídos e adicionados no Caso B.....	41
Tabela 4.11: Resultados do Caso B.....	42
Tabela 4.12: Resultados do Caso C.....	43
Tabela 4.13: Tempos de processamento dos Casos A, B e C na rede teste 18 nós.....	46
Tabela 4.14: Esforço computacional da simulação do modelo de PESD para os diferentes grupos de patamares.....	47
Tabela A.1: Patamares de carga do Grupo 1.....	55
Tabela A.2: Patamares de geração do Grupo 1.....	56
Tabela A.3: Duração e tarifa dos patamares de carga do Grupo 1. Fonte: Adaptado de Haffner et al. (2008b).....	56
Tabela A.4: Patamares de carga do Grupo 2.....	57

Tabela A.5: Patamares de geração do Grupo 2.....	58
Tabela A.6: Duração e tarifa dos patamares de carga do Grupo 2.....	58
Tabela A.7: Patamares de carga do Grupo 3.....	58
Tabela A.8: Patamares de geração do Grupo 3.....	61
Tabela A.9: Duração e tarifa dos patamares de carga do Grupo 3.....	61
Tabela A.10: Valores das distâncias entre os patamares de cada cluster e entre os clusters de cada unidade de geração distribuída intermitente.....	62
Tabela A.11: Distâncias entre os patamares dos cluster e entre os clusters de cada nó.....	63

# Lista de siglas

CDF	<i>Cumulative Distribution Function</i>
CSV	<i>Comma-separated Values</i>
DBSCAN	<i>Density-Based Spatial Clustering of Applications with Noise</i>
DCS	<i>Distributed Control System</i>
DURL	<i>Duration Load</i>
GD	Geração Distribuída
GL	<i>Generator Level</i>
I/O	<i>Input and Output</i>
LIM	Linear Inteiro-Misto
LL	<i>Load Level</i>
PCF	Pequena Central Fotovoltaica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDI	<i>Pentaho Data Integracion</i> ©
PESD	Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição
PLIM	<i>Programação Linear Inteira Mista</i>
PPI	Pequeno Produtor Individual
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIS	<i>Supervised Information System</i>
SOM	<i>Self-Organizing Map</i>
SSE	<i>Sum of Square Error</i>
VOLL	<i>Value Of Lost Load</i>



# Lista de símbolos

## Conjuntos e Índices

$C$	Conjunto dos clusters de patamares de carga
$K$	Conjunto de clusters.
$i$	Índice de centro de clusters.
$j$	Índice de horas.
$k$	Índice do cluster.
$N_k$	Número de instâncias pertencentes ao cluster $k$ .
$ C_i $	Número de elementos conjunto $C$ do cluster $i$ .

## Parâmetros

$c_i$	Valor do centro do cluster $i$ .
$p_j$	Patamar de carga da hora $j$ .
$\mu_k$	Média do cluster $k$ .



# Capítulo 1

## Introdução

O planejamento da expansão de um sistema de distribuição (PESD) é essencial para garantir que o crescimento da demanda por eletricidade possa ser satisfeito com a ampliação e os reforços da rede de distribuição existente de forma razoavelmente econômica e tecnicamente adequada (Temraz; Quintana, 1993). Razoavelmente econômica porque dos vários cenários alternativos, obtidos através da aplicação de um modelo de otimização, deve-se selecionar o que apresente o menor custo, considerando limites operacionais e técnicos aceitáveis para a operação da rede expandida.

Existem diversos modelos e métodos que podem ser utilizados para organizar e estruturar esse tipo de problema, auxiliando na seleção do cenário mais adequado para a expansão do sistema de distribuição (El-Fouly et al., 2008; Farrag; El-Metwally; El-Bages, 1999; Fletcher; Strunz, 2007; Gönen; Ramirez-Rosado, 1986; Khator; Leung, 1997; Lotero; Contreras, 2011; Oliveira, 2010; Junior et al., 2014; Ramirez-Rosado; Dominguez-Navarro, 2006; Sousa, 2013; Wang; Ochoa; Harrison, 2011; Zhao et al., 2007).

Tradicionalmente, os modelos de PESD levam em conta somente a demanda máxima prevista no horizonte de planejamento para determinar as adições e reforços necessários. Porém, a demanda máxima não necessariamente acontece simultaneamente em todos os nós, ao qual deve ser somado o fato de que a demanda varia significativamente ao longo das horas, dos dias e dos meses, e isso deve ser considerado ao avaliar o custo de operação da rede expandida durante todo o horizonte de planejamento.

Georgilakis e Hatziaargyriou (2015), Gönen e Ramirez-Rozado (1986), Khator e Leung (1997) e Temraz e Quintana (1993) apresentam uma revisão bibliográfica dos diversos modelos, métodos e técnicas que têm sido propostos ao longo das últimas quatro décadas para melhorar a acuracidade dos modelos PESD, isto é, obter resultados mais aderentes à realidade. Entretanto, poucos são os trabalhos encontrados na literatura que procuram uma melhor representação da curva da demanda nos modelos de PESD. O mesmo ocorre com a representação da produção de energia por parte de unidades de geração distribuída (GD) intermitentes (Asensio; Munoz-Delgado; Contreras, 2017a; Haffner et al., 2008a; Hincapie; Granada; Gallego, 2016; Lotero; Contreras, 2011; Wogrin et al., 2014). A justificativa para esse fato está relacionada à complexidade e ao problema de otimização combinatorial do PESD. Como o problema de PESD envolve um grande número de variáveis contínuas e discretas, o aumento no número de patamares de carga, para representar de forma mais

adequada as curvas de demanda e de geração no modelo matemático, influencia exponencialmente no processamento computacional do modelo de otimização, podendo torná-lo intratável.

Nesse sentido, existe a necessidade de dispor de modelos de PESD que considerem uma melhor representação da carga e da GD a fim de obter custos de investimentos e de operação do sistema mais próximos à realidade, e que sejam tratáveis computacionalmente. Porém, é impensável utilizar as curvas de demanda e de geração não despachável discretizadas por hora, sendo necessário a aplicação de métodos e técnicas para reduzir esses cenários.

A redução de cenários não é algo novo e tem sido aplicada em diversas áreas do conhecimento, dentre elas: planejamento da produção, agendamento, sínteses de processos químicos ótimos, geração de energia. Por exemplo, Dupačová, Gröwe-Kuska e Römisch (2003) e Heitsch e Römisch (2007) utilizam a métrica de *Fortet-Mourier* para reduzir cenários gerados por problemas estruturados como um Problema de Programação Estocástica Convexa. Em seu trabalho, Dupačová, Gröwe-Kuska e Römisch (2003) aplicaram essa técnica em um modelo de planejamento de geração de energia elétrica para reduzir os cenários gerados em uma árvore de cenários de carga. Esta árvore foi construída a partir da série temporal que mostra o comportamento da demanda, usando média simples e o desvio padrão dos cenários de carga gerados. De acordo com os testes realizados, ao reduzir o cenário em 50%, a representação da carga ainda manteve cerca de 90% das características originais da árvore de cenários construída inicialmente.

Adicionalmente, técnicas baseadas em clusterização não supervisionada também têm sido utilizadas na redução de cenários. Por exemplo, Baringo e Conejo (2013) e Wogrin et al. (2014) utilizam o algoritmo de clusterização  $k$ -médias para obter um conjunto de patamares que representem adequadamente as curvas de geração distribuída renovável e as curvas de demanda no mesmo período de avaliação. Apesar de Wogrin et al. (2014) apresentarem uma nova abordagem para considerar uma melhor representação das curvas de carga e geração nos modelos PESD, eles restringiram a representação das cargas e de geração a dois grupos: o primeiro representa as características de baixa demanda e alta demanda e o segundo representa as características de baixa geração e alta geração.

Assim, a proposta do presente trabalho é determinar o número de clusters que represente adequadamente as curvas de demanda e de produção de energia elétrica de unidades de geração distribuída não despachável, utilizando técnicas de clusterização não-supervisionada e avaliar o como essa representação por clusters influencia nas alternativas de expansão obtidas com um modelo de PESD. Este trabalho não visa elaborar um modelo matemático, nem aplicar técnicas de solução inovadoras, mas, sim, realizar simulações em um modelo multiestágio já implementado que considere a inserção de GD não despachável e a utilização de diferentes patamares de carga e geração no problema de PESD e que seja resolvido através de técnicas clássicas de otimização. O algoritmo de clusterização  $k$ -médias será utilizado para

realizar a redução de cenários das curvas de demanda e de geração que serão utilizados no modelo de PESD.

Os resultados derivados da solução do problema de PESD são utilizados para discutir a influência de diferentes grupos de patamares nas alternativas de expansão bem como o impacto nos tempos de processamentos do modelo para cada grupo de patamar.

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos. O Capítulo 1, apresenta a introdução sobre o problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição e o problema de pesquisa. Já, o Capítulo 2, apresenta a revisão da literatura sobre as técnicas de clusterização de dados e sobre os trabalhos que utilizam técnicas de redução de cenário no planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica considerando a inserção de unidades de geração distribuída na rede existente como alternativa na redução dos custos de investimentos e operações. Em seguida, o Capítulo 3 apresenta redução de cenários de demanda e geração baseada na técnica de clusterização  $k$ -médias e o método utilizado para determinar a duração dos patamares de demanda e geração. O Capítulo 4 apresenta o problema da expansão de sistemas de distribuição, a estrutura do sistema teste bem como os resultados obtidos com a simulação e as análises dos impactos nos custos e nos tempos de processamento do PESD gerados pela utilização de mais de um patamar no modelo. Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões desta pesquisa bem como as sugestões de trabalho futuro. O apêndice A, ao final, apresenta os dados utilizados na pesquisa.



# Capítulo 2

## Revisão da literatura

### 2.1. Introdução

O presente capítulo inicialmente apresenta o problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição e a busca por técnicas que ajudem a obter opções de investimento de menor custo, considerando uma melhor representação da curva de demanda. Em seguida são apresentados alguns conceitos e técnicas de clusterização não-supervisionada, utilizadas para identificar grupos de dados para diferentes áreas do conhecimento. Ao longo do capítulo serão apresentados diversos trabalhos que aplicam as técnicas de clusterização como ferramenta para agrupamento de dados, detecção de padrões e para redução de cenários aplicados a problemas de sistemas elétricos de potência. Também são identificadas as limitações dos trabalhos que utilizam clusterização para definição de diferentes patamares de carga e geração no planejamento da expansão do sistema de distribuição.

### 2.2. Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição

Uma rede de distribuição de energia elétrica consiste em um número de subestações a partir da qual os alimentadores levam energia até os consumidores (Kagan *et al.*, 2010). Os recursos dessa rede devem ter capacidade para suportar a demanda atual e futura, garantido que a energia seja entregue com qualidade e dentro dos limites de segurança da rede (Temraz; Quintana, 1993). Para que isso seja possível, torna-se necessário realizar o Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição (PESD) de energia elétrica, tarefa complexa e de grandes dimensões, pela qual é necessário dispor de ferramentas matemáticas e computacionais adequadas.

Um modelo matemático para o PESD é composto de variáveis discretas e contínuas que representam os recursos que serão adicionados, reforçados ou substituídos na rede de distribuição existente e a forma como os mesmos serão utilizados ao longo do horizonte de planejamento (Gönen; Ramirez-Rosado, 1986; Khator; Leung, 1997; Temraz; Quintana, 1993). O modelo de PESD tem por finalidade obter um plano de investimento e operação de

custo mínimo para o horizonte de planejamento determinado. Para tanto, combinam-se recursos formando alternativas de investimento para a expansão da rede existente. Essas alternativas de investimento são avaliadas economicamente, atendendo um conjunto de restrições técnicas, operacionais e financeiras com a finalidade de encontrar aquela que represente adequadamente o equilíbrio entre o menor custo e a maior segurança da rede existente (Temraz; Quintana, 1993). A característica combinatorial do problema de PESD apresenta um conjunto considerável de variáveis discretas e contínuas, tornando-o um problema complexo (Haffner et al., 2008b; Lotero; Contreras, 2011; Machado, 2013).

Ao inserir Geração Distribuída (GD) no PESD, um conjunto de novas variáveis é adicionado ao modelo de planejamento e, conforme mencionado anteriormente, a complexidade do modelo aumenta. Porém, a inclusão de GD no sistema de distribuição permite adiar investimentos, melhorar os níveis de tensão ao longo da rede e reduzir custos com as perdas (Machado, 2013).

Tradicionalmente, é utilizada a demanda máxima prevista nos modelos de otimização desenvolvidos para o PESD (Hincapie; Granada; Gallego, 2016; Sousa, 2013). Ao desconsiderar que o consumo de energia ocorre com diferentes níveis de potência ao longo do dia, da semana e do ano, que existe uma curva de carga diferente ao longo do tempo para cada categoria de consumidor, e que o pico de demanda ocorre em momentos diferentes em cada nó do sistema (Francisquini, 2006), as opções de investimentos, obtidas com a execução do modelo tradicional, podem apresentar resultados superestimados.

Diante do contexto apresentado, existe a necessidade de dispor de modelos de PESD que considerem uma melhor representação da curva de carga, a fim de obter custos de investimento e de operação do sistema mais próximos à realidade e que, ademais, sejam tratáveis computacionalmente.

Poucos são os trabalhos encontrados na literatura que consideram diferentes patamares de carga e geração nos modelos de PESD (Asensio; Munoz-Delgado; Contreras, 2017; Haffner et al., 2008b; Lotero; Contreras, 2011; Machado, 2013). A justificativa para esse fato está relacionada à complexidade e ao grande porte do problema de otimização combinatorial resultante, sendo impensável utilizar as curvas de demanda discretizadas por hora. Asensio, Munoz-Delgado e Contreras (2017) utilizam métodos estatísticos baseados em agrupamento supervisionado para reduzir o cenário de demanda e geração e determinar a duração e o número de patamares a serem aplicados ao modelo de expansão. Os métodos de redução de cenário são utilizados em todos os nós candidatos da rede. Haffner et al. (2008a, 2008b) utilizaram valores hipotéticos de duração e de carga para simular o modelo de expansão com três patamares distintos para cada um dos nós da rede de distribuição e para diferentes estágios. Os modelos apresentados por Lotero e Contreras (2011) e por Machado (2013), por sua vez, são adaptações do modelo proposto por Haffner et al. (2008a, 2008b). A adaptação realizada por Lotero e Contreras (2011) é realizada para avaliar a confiabilidade da rede de

distribuição dentre as alternativas obtidas com a execução do modelo de otimização, e as adaptações realizadas por Machado (2013) visam a inclusão de geração distribuída, tanto por parte da concessionária quanto por produtores independentes, utilizando três patamares para cada um dos nós da rede e para as unidades de geração distribuída, em cada um dos estágios do modelo multiestágio. Estes trabalhos têm como objetivo obter alternativas de menor custo de investimento para o horizonte de planejamento determinado e são formulados como um modelo de programação linear inteiro misto (PLIM).

A redução de cenários não é algo novo. Ela tem sido aplicada em diversas áreas do conhecimento, dentre elas: planejamento da produção, agendamento, sínteses de processos químicos ótimos, geração de energia. Técnicas baseadas em clusterização não supervisionada têm sido utilizadas como alternativas na redução de cenários. Por exemplo, Wogrin et al. (2014) utilizam o algoritmo de clusterização  $k$ -médias para obter um conjunto de patamares que representem adequadamente as curvas de geração distribuída renovável e as curvas de demanda no mesmo período de avaliação. A duração dos patamares é dada de acordo com a relação entre os estados de alta e baixa demanda *versus* os estados de alta e baixa geração. Porém, não determina o número de patamares que tornaria o modelo intratável computacionalmente.

Baringo e Conejo (2013) e Domínguez et al. (2015) também utilizam o algoritmo  $k$ -médias para redução de cenários. O primeiro, no apoio a tomada de decisões de investimento para produção de e energia eólica, e o segundo, para analisar a transição de um sistema com base térmica para um totalmente renovável, considerando o ano 2050 como referência. Ambos sugerem que a demanda e a geração, discretizados em horas, sejam divididos em blocos menores, cada qual com um método distinto, para determinar os valores centrais de referência que serão utilizados como parâmetros iniciais do algoritmo  $k$ -médias e obter a redução dos cenários.

O método de divisão de blocos, apresentado por Baringo e Conejo (2013), consiste em dividir a demanda em quatro blocos e, em cada bloco, definir três níveis. Como utilizam geração eólica, a capacidade de geração é separada em outros quatro níveis, representando os fatores de capacidade de geração eólica. Com isso, obtêm-se 48 condições de operação que são utilizadas no algoritmo  $k$ -médias a fim de obter curvas que representem, adequadamente, a demanda e a geração. O método de divisão de blocos, proposto por Domínguez et al. (2015), por sua vez, dividem a curva da demanda em dois blocos, período seco e período úmido, e, em cada um desses blocos, obtêm-se 100 condições de operações. O objetivo é determinar as opções de menor custo de migração das tecnologias de geração de energia elétrica, baseadas em fontes não-renováveis para as tecnologias baseadas em fontes renováveis, em um horizonte de planejamento de 50 anos. Como o horizonte de planejamento é muito grande, e torna o modelo intratável computacionalmente, optaram por não utilizar o modelo de planejamento multiperíodo. Com isso, 200 patamares, que representem adequadamente a

demanda e a geração, são utilizados no modelo.

Os métodos apresentados anteriormente, para determinar o número de condições de operação, ajudam a definir o parâmetro de entrada do algoritmo  $k$ -médias, o valor de  $k$ . Com esse número, o algoritmo constrói grupos cujos valores agrupados são representados por seus respectivos valores centrais. Esse processo é conhecido como Clusterização não-supervisionada, e é visto com mais detalhes no próximo tópico.

## 2.3. Clusterização

Clusterização é o processo de particionamento de um conjunto de dados (observações) em subconjuntos. Ela agrupa instâncias de dados em subconjuntos de tal maneira que instâncias similares pertençam a um mesmo grupo e instâncias diferentes pertençam a diferentes grupos (Han; Kammer; Pei, 2012; Maimon; Rokach, 2010). Formalmente, a estrutura de clusterização é representada como um conjunto de subconjuntos,  $C = C_1, \dots, C_k$  de  $S$ , tal que  $S = \bigcup_{i=1}^k C_i$  e  $C_i \cap C_j = \emptyset$  para  $i \neq j$ . Consequentemente, as instâncias em  $S$  pertencem exatamente em um e somente um subconjunto (Maimon; Rokach, 2010).

O agrupamento (*clustering*) de objetos é tão antigo quanto a necessidade do homem por descrever as características salientes dos homens e objetos e identificá-los com um tipo. Assim sendo, ele abraça várias disciplinas científicas: da matemática e estatística até a biologia e genética, cada qual utiliza diferentes termos para descrever as topologias formadas usando essa análise (Maimon; Rokach, 2010). Consequentemente, vários métodos de clusterização tem sido desenvolvidos, cada qual usando um princípio de indução diferente, para um número diferente de aplicações práticas, incluindo o reconhecimento de caracteres (Murtagh; Raftery, 1984), a segmentação de tecidos (Banfield; Raftery, 1993), detecção de campos minados e falhas sísmicas (Dasgupta; Raftery, 1998) e identificação de falhas têxteis em imagens (Campbell *et al.*, 1997). Os métodos de clusterização são classificados em: métodos de particionamento, métodos hierárquicos, métodos baseados em densidade, em modelos e grades (Maimon; Rokach, 2010).

Os métodos baseados em particionamento têm por objetivo realocar instâncias de dados movendo-as de um cluster (grupo) a outro a partir de uma partição inicial. Esses métodos tipicamente exigem que um número de clusters (agrupamentos) seja, inicialmente, informado pelo usuário. Para se obter uma partição otimizada torna-se necessário aplicar um processo exaustivo de enumerações. Como isso não é factível, certas heurísticas são utilizadas sob a forma de otimização iterativa. Neste caso, um método de realocação iterativamente realoca pontos entre os  $k$  clusters (Fraley; Raftery, 1998).

O algoritmo comumente utilizado é o  $k$ -médias ( $k$ -means) (Maimon; Rokach, 2010). A ideia básica deste algoritmo é encontrar uma estrutura de agrupamento que minimiza um certo

critério de erro ao qual mede a distância entre cada instância do seu valor representativo. Segundo Maimon e Rokach (2010), o critério mais conhecido e aplicado neste algoritmo é a soma dos erros quadráticos (*SSE – Sum of Squared Error*). Ele mede o total ao quadrado da distância Euclidiana entre as instâncias e seus valores representativos.

O algoritmo *k*-médias particiona os dados em *K* clusters ( $C_1, C_2, \dots, C_K$ ), representado por seus centros ou médias. O centro de cada cluster é calculado como a média de todas as instâncias pertencentes a aquele cluster. Um exemplo de pseudo-código pode ser visto no Algoritmo 2.1.

Algoritmo 2.1: Algoritmo *k*-médias. Fonte: Adaptado de Maimon e Rokach (2010).

**Entrada:** *S* (conjunto de instâncias), *K* (número de cluster)

**Saída:** clusters

1. Inicializa os *K* clusters com valores centrais
2. **enquanto** a condição de término não é satisfeita **faça**
3.     Atribua as instâncias ao centro de cluster mais próximo
4.     Atualiza o valor central do cluster baseado nas atribuições de instâncias
5. **fim enquanto**

O Algoritmo 2.1 inicia com um conjunto inicial de centros de clusters, escolhidos randomicamente ou de acordo com alguma heurística. Em cada iteração, cada instância é atribuída ao cluster mais próximo de acordo a distância Euclidiana entre seu valor e o centro do cluster. O centro de cada cluster ( $\mu_k$ ) é calculado como a média de todas as instâncias pertencentes àquele cluster:

$$\mu_k = \frac{1}{N_k} \sum_{q=1}^{N_k} x_q$$

Onde  $N_k$  é o número de instâncias pertencentes ao cluster *k* e  $\mu_k$  é a média do cluster *k*.

Um número de condições de convergência são possíveis. Por exemplo, ultrapassar o número de iterações definidas por um certo parâmetro que define um número máximo de iterações. Outro critério seria o de parar a iteração quando o erro de particionamento não é mais reduzido pela realocação dos centros (Maimon; Rokach, 2010). O resultado dessa operação pode ser visto na Figura 2.1.

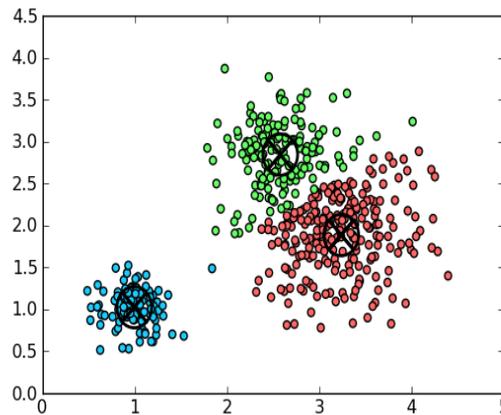


Figura 2.1: Aplicação do método de clusterização  $k$ -médias. Fonte: (Pacula, 2017)

A Figura 2.1 mostra o resultado do gráfico gerado pela aplicação do método de clusterização  $k$ -médias. A cada iteração, um novo centro de cluster é gerado e novas realocações são estabelecidas. Nesta figura, cada cor representa um cluster e o círculo com um  $x$  representa o centro do cluster. Os dados clusterizados não são modificados e, sim, referenciados pelo valor central do cluster.

Na última década, esse algoritmo tem sido utilizado na área de sistemas de potência (SEP) para fazer a classificação e o reconhecimento de queda de tensão (Duan, *et al.*, 2015), para realizar a identificação de padrões de queda de tensão e determinação de zonas de falhas nos sistemas de transmissão (Romero; Gallego; Pavas, 2012), para mineração de dados históricos de sistemas de controle distribuídos (DCS) e sistema de informação supervisionada (SIS) (Liu; He; Liu, 2010), para modelar os níveis de carga elétrica de sistemas de potência (Wogrin, *et al.*, 2014), e, em sistemas de transporte urbano, para extrair uma lista das rotas mais representativas e com melhor disponibilidade solar de uma base histórica de dados de registro do percurso realizado por veículos elétricos (Jiang, *et al.*, 2017).

Apesar deste modelo apresentar características de escalabilidade, para atender necessidades de grandes bases de dados, e serem ótimos para clusterização de atributos numéricos, valores extremos podem gerar clusters incoerentes. Esses algoritmos dependem da definição inicial da quantidade de clusters e dos objetos que representam os centros dos clusters e está limitado a encontrar somente clusters no formato esférico (Fraley; Raftery, 1998; Han; Kammer; Pei, 2012; Maimon; Rokach, 2010).

Os métodos baseados em hierarquia constroem agrupamentos de dados particionando recursivamente as instâncias num modelo *top-down* ou *bottom-up*. Esses métodos podem ser subdivididos em Agrupamento hierárquico aglomerativo (*Agglomerative hierarchical clustering*) e Agrupamento hierárquico divisivo (*Divisive hierarchical clustering*). Métodos hierárquicos têm bom desempenho em conjuntos de dados que contenham clusters não isotrópicos, incluindo dados bem separados e concêntricos, e produzem não somente uma

partição, mas múltiplas e aninhadas, que permitem que diferentes usuários escolham diferentes partições de acordo com o nível de similaridade desejado, porém, possuem uma baixa eficiência em escalabilidade de dados e é caracterizado por um alto custo de I/O, além de nunca retroceder ao estado anterior, como acontece com os métodos particionados (Maimon; Rokach, 2010).

Os algoritmos baseados em hierarquia tem sido utilizados para extrair padrões de consumo de geração fotovoltaica de painéis solares de residências (Hino, *et al.*, 2013); para avaliar os coeficientes de alocação de turbinas eólicas (Wang, *et al.*, 2016); dividir os dados de proteção de falha monofásico e identificar padrões de falhas (Wang, *et al.*, 2013); e reduzir o cenário de demanda no modelo de planejamento da expansão de sistema de distribuição (Dupačová; Gröwe-Kuska; Römisch, 2003). O resultado dos métodos hierárquicos é um dendrograma representando o agrupamento aninhado dos objetos e níveis de similaridade conforme muda o agrupamento. A clusterização dos objetos é obtida pelo corte do dendrograma no nível de similaridade desejado.

Apesar deste modelo apresentar grande versatilidade através do método *single link*, ele mantém boa performance em conjunto de dados não isotrópicos, incluindo dados bem separados, encadeados e clusters concêntricos, e geram múltiplas partições aninhadas, porém, não tem características de escalabilidade. Os algoritmos são não-lineares com o número de objetos e tem um elevado custo de leitura e escrita de dados. Além disso, não possuem mecanismos para restaurar o estado anterior dos dados, ou seja, o rastreamento reverso dos dados não acontece nesses tipos de algoritmos. Encontram somente clusters no formato esférico assim como os métodos baseados em particionamento. (Han; Kammer; Pei, 2012; Maimon; Rokach, 2010).

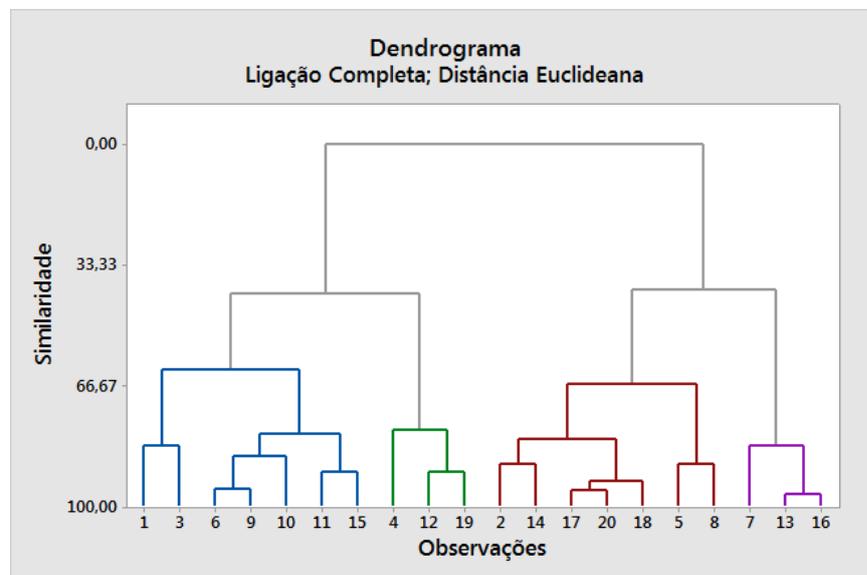


Figura 2.2: Aplicação do método de clusterização baseado em hierarquia. Fonte: (Minitab Inc, 2018)

A Figura 2.2 mostra o resultado da aplicação do método de clusterização baseado em hierarquização *top-down*. Cada cor mostrada na figura representa a seleção de um cluster. O último nível do dendrograma representa as observações e a altura do cluster representa a distância entre as instâncias de objetos.

Os métodos baseados em densidade assumem que os pontos pertencentes a cada cluster são desenhados a partir de uma distribuição de probabilidade específica. A estratégia principal desses métodos é a de encontrar formas arbitrárias de clusters. Isso é feito modelando os dados dos clusters em regiões de densidades diferentes. Os métodos baseados em densidade tem sido utilizados para reduzir os picos de preços da geração de energia (Wang; Xiao; Shi, 2014), para analisar o perfil de consumo de clientes finais (Yang, *et al.*, 2018), detecção de *outliers* na melhoria de SOM (*Self-Organizing Map*) aplicadas a sistemas de potência (Yang, *et al.*, 2013). Os clusters são representados por regiões densas de objetos no espaço que são separadas por uma região de baixa densidade e pode filtrar valores extremos, diferente dos algoritmos baseados em particionamento.

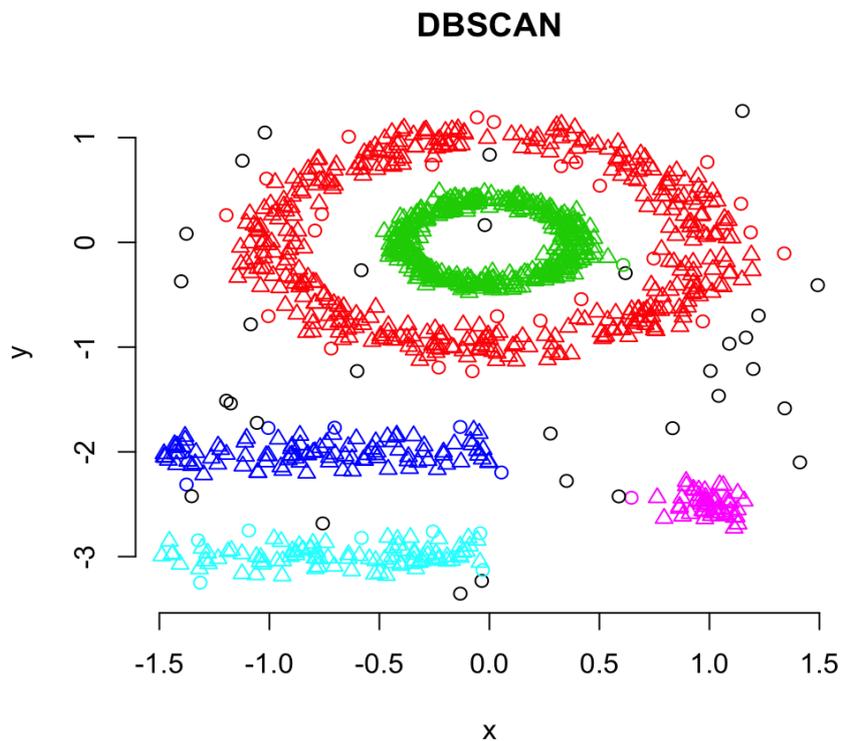


Figura 2.3: Aplicação do método de clusterização baseado em densidade DBSCAN. Fonte: (STHDA, 2018)

Alguns algoritmos não precisam de definição de parâmetros iniciais para a construção dos clusters. Contudo, os algoritmos baseados em densidade tem dificuldade em determinar o tamanho de raio, utilizado para definir a área de densidade, para analisar a vizinhança. Os limiares utilizados para determinar a densidade das regiões também são complexos de se definir. Além disso, restringem-se a definir apenas um conjunto para realizar a separação dos

dados de acordo com o limiar da vizinhança e a quantidade mínima de objetos necessários para se representar um objeto central. A Figura 2.3 mostra o gráfico obtido após a execução do algoritmo DBSCAN.

Os demais métodos de clusterização, baseados em modelo, em grade e soft-computing, utilizam modelos matemáticos e heurísticas, inteligência artificial, redes neurais, entre outros, como base na busca por novos agrupamentos em uma base de dados (Maimon; Rokach, 2010). Os algoritmos baseados em modelos são bons para clusterização com atributos nominais pois podem construir árvores de decisão na apresentação dos resultados, além disso, são muito utilizados para vetor de quantização e reconhecimento de voz através de redes neurais, mas, não é apropriado para clusterizar grandes bases de dados. Os dados para definição do peso inicial do vetor assim como para seus parâmetros, como taxa de aprendizagem e raio da vizinhança, são muito sensíveis e qualquer variação pode afetar o resultado final. Já, os algoritmos baseados em grades possuem uma abordagem efetiva no tempo de processamento pois são rápidos e utilizam processamento paralelo. Como os dados estatísticos estão nas células da grade a consulta se torna independente. Em contrapartida, os algoritmos dependem do número de células em cada dimensão do espaço quantificado da grade. A qualidade depende da granularidade do nível mais baixo da estrutura.

Apesar da existência de diversos métodos de clusterização, as características consideradas na seleção de um método, são: capacidade de escalabilidade e de processamento. A característica de escalabilidade mostra que o algoritmo não tem seu desempenho prejudicado quando o volume de dados aumenta e a característica de processamento indica o grau de complexidade do algoritmo, ou seja, o quanto ele é eficiente em relação ao tempo de processamento necessário para executar suas instruções. Neste caso, os métodos baseados em particionamento apresentam grau de complexidade computacional igual a  $O(nkr)$ , ou seja, o processamento do algoritmo é linear e rápido, em contrapartida, os métodos baseados em densidade apresentam o grau de complexidade  $O(n \log n)$ , ou seja, é linear e logaritmo e seu tempo aumenta de acordo com o valor de  $n$ , porém a complexidade dada a esses métodos ocorre em casos específicos. Os demais métodos não apresentam graus de complexidade melhores daqueles baseados em particionamento. Nesses quesitos, os algoritmos  $k$ -médias e DBSCAN são excelentes candidatos para as análises das curvas de demanda e geração de energia elétrica de pequenas centrais hidrelétricas e fotovoltaicas para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição.

## 2.4. Conclusão

Da revisão bibliográfica realizada, pôde-se observar que existem diversos métodos de clusterização não-supervisionada, ou seja, que não utilizam pré-condições como referência no processo de agrupamento de dados. Eles são utilizados em diversas áreas do conhecimento

para obter agrupamento de dados e detecção de padrões desconhecidos. Além disso, pôde-se observar que poucos são os trabalhos, da área de sistemas de potência, que utilizam a clusterização na determinação de patamares de carga para obter opções de investimentos de menor custo no problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição formulado como um modelo linear inteiro misto e multiestágio.

# Capítulo 3

## Redução de cenários

### 3.1. Introdução

O presente capítulo apresenta a redução de cenários aplicada a dados de demanda e geração e, para isso, primeiro os mesmos são preparados, limpos, padronizados e discretizados em períodos de uma hora. A normalização e integração dos dados de demanda e geração são realizados para garantir integridade dos dados. Em seguida, grupos de patamares de demanda e geração e a duração dos patamares são gerados a partir do algoritmo  $k$ -médias, concluindo com a definição das durações dos patamares e a apresentação dos procedimentos de testes utilizados neste trabalho.

### 3.2. Preparação dos dados

A redução de cenários é o processo realizado para obter um conjunto de amostras que represente o conjunto universo, sem perder as características originais da população (Maimon; Rokach, 2010). Neste trabalho, ela é aplicada a dados de demanda e geração para obter diferentes grupos de patamares que serão utilizados no problema de PESD. A Figura 3.1 mostra o processo de redução de cenários.

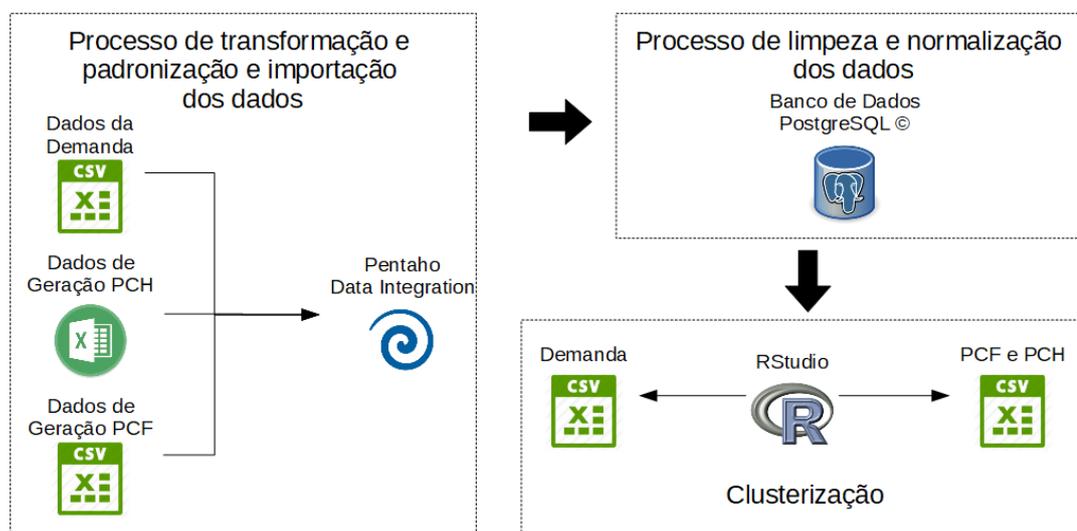


Figura 3.1: Processo de redução de cenário da demanda e da geração.

Observa-se, na Figura 3.1, que o processo inicia pela transformação, padronização e a importação desses dados para um banco de dados. Os dados históricos de demanda e de geração de uma PCH, utilizados neste processo, estão armazenados, cada um, em um arquivo no formato CSV (*Comma-separated values*), e os dados históricos de geração de uma PCF estão armazenados em um arquivo no formato de planilha de cálculo da Microsoft Office ©. Os dados de demanda e geração foram extraídos, respectivamente, de Ausgrid (2016), de um produtor individual (PPI) e Elia (2017).

O processo de transformação e padronização tem o objetivo de ajustar o formato de apresentação e sequenciamento dos dados de demanda e geração armazenados nos arquivos descritos anteriormente. Esses processos são executados no software *Pentaho Data Integration* (PDI), inclusive, o resultado dessas transformações são importadas no banco de dados relacional PostgreSQL. Em seguida, o processo de limpeza e normalização dos dados é aplicado aos dados. Esse processo tem o objetivo de diminuir a incidência de ruídos e completar os dados faltantes. A média entre o valor da carga anterior e da posterior é utilizada para completar os dados faltantes. Esse processo é executado no software PGAdmin3©, que funciona como um *front-end* para acesso aos dados armazenados no banco de dados. Enfim, a clusterização, utilizada na redução de cenários, é apresentada nas sessões seguintes.

### 3.3. Clusterização: A técnica $k$ -médias

Conforme visto na Seção 2.3, o algoritmo  $k$ -médias distribui as instâncias em grupos distintos de acordo com suas similaridades. As instâncias são os dados, ou seja, as observações de um processo físico tal como a carga elétrica em uma dada localidade de um sistema de energia elétrica (Baringo; Conejo, 2013). Esse algoritmo foi escolhido porque, além de utilizar o método de particionamento de dados, trabalha com métodos de minimização de erro para determinar o valor central (centroide), utiliza a soma dos erros quadrático (SSE) para definir a qualidade do cluster gerado, é simples de ser implementado e tem um bom desempenho na clusterização de pequenas e grandes bases de dados (Maimon; Rokach, 2010).

Um cluster é definido como um grupo de observações que são similares entre si e diferentes em relação as observações de outros grupos. As observações são os dados históricos horários de demanda, de uma PCH e de uma PCF de diferentes locais do sistema teste em estudo. O objetivo da técnica de clusterização é reduzir essas observações históricas em um conjunto de clusters pequenos o suficiente, cada um definido pelo valor de carga elétrica e potência produzida pelas tecnologias de geração nos diferentes locais, e reduzir o número de observações originais que são alocados a eles.

O valor central de cada cluster é definido como o valor médio de carga elétrica e de

potência de geração em cada localização de todas as observações históricas alocadas ao cluster.

Dada essas considerações, a técnica  $k$ -médias é aplicada sob as observações de demanda e geração, de forma iterativa, de acordo com o algoritmo abaixo, adaptado de Baringo e Conejo (2010):

- Passo 1: Selecione o número de clusters de acordo com as necessidades do problema. Um número muito baixo de clusters pode originar uma representação pobre da carga elétrica e de potência de geração enquanto um número muito grande pode levar à intratabilidade.
- Passo 2: Defina o valor central inicial de cada cluster. Por exemplo, selecione aleatoriamente uma observação histórica para cada cluster.
- Passo 3: Calcule as distâncias entre cada observação original e o valor central de cada cluster (Hartigan; Wong, 1979).
- Passo 4: Atribua cada observação histórica ao cluster mais próximo de acordo com as distâncias calculadas no Passo 3.
- Passo 5: Recalcule os valores centrais dos clusters usando as observações históricas atribuídas a cada cluster.

Os Passos 3 a 5 são repetidos iterativamente até que nenhuma alteração na composição do cluster tenha ocorrido entre duas iterações consecutivas, conforme apresentado no Algoritmo 2.1, da Seção 2.3. A saída deste algoritmo é composta pelos valores centrais de cada cluster e o número de observações atribuídas a cada cluster. Ressalta-se que o valor central de cada cluster é definido pelos valores das cargas elétricas e das potências de geração em diferentes localizações, ao qual representam as condições de operação do sistema. Por outro lado, o número de observações em cada cluster fornece o peso de cada cenário.

### **3.4. Redução de cenários da demanda**

A técnica descrita na seção anterior é aplicada nesta seção para reduzir os dados históricos da demanda em um conjunto de grupos de patamares. Para esse propósito, um sistema teste de 18 nós, descrito na Subseção 4.3.1, é utilizado como referência. Do total de nós desse sistema teste, 16 são nós de demanda.

Como é impensável utilizar as 8760 horas do ano em um problema de PESD, a técnica  $k$ -médias é aplicada aos dados de demanda. Para isso, primeiro, os dados históricos da demanda são extraídos do banco de dados PostgreSQL usando o software RStudio. Durante esse processo, as cargas são convertidas em por unidade (p.u.) considerando, como bases de tensão e potência, 13,8 kV e 1MVA. Em seguida, os dados extraídos e o número de clusters

são usados como dados de entrada na função  $k$ -médias, disponível no software RStudio. O resultado da clusterização é armazenado em um arquivo único, no formato CSV, contendo os clusters da demanda dos 16 nós do sistema teste.

Para realizar as simulações e os testes, foram criados cinco grupos de patamares: 3, 9, 18, 48 e 200. As propostas de criação dos grupos de 3, 48 e 200 patamares baseiam-se, respectivamente, nos trabalhos de Haffner et al. (2008b), de Baringo e Conejo (2013) e Domínguez, Conejo e Carrión (2015). Já, as propostas de criação dos grupos de 9 e 18 patamares são utilizadas para verificar o quanto os dados reduzidos mantêm as características originais das curvas de demandas.

Como os dados de demanda representam uma série temporal com 8760 patamares, correspondentes à quantidade de horas do ano, o algoritmo  $k$ -médias foi aplicado a esses dados de demanda em cada nó do sistema teste considerando, como parâmetro de entrada do algoritmo, o valor  $k = 3$ , definindo, assim, o grupo de 3 patamares. Com isso, os valores centrais dos três clusters são selecionados aleatoriamente dentre os valores de patamares de carga para inicializar o algoritmo, de acordo com o Passo 2 do algoritmo apresentado na seção 3.3. Em seguida, os patamares são atribuídos a cada cluster, de acordo com os Passos 3 a 5 iterativamente até obter o resultado da clusterização. Esse processo é realizado para cada nó da rede de distribuição. O resultado final pode ser visto na Figura 3.2.

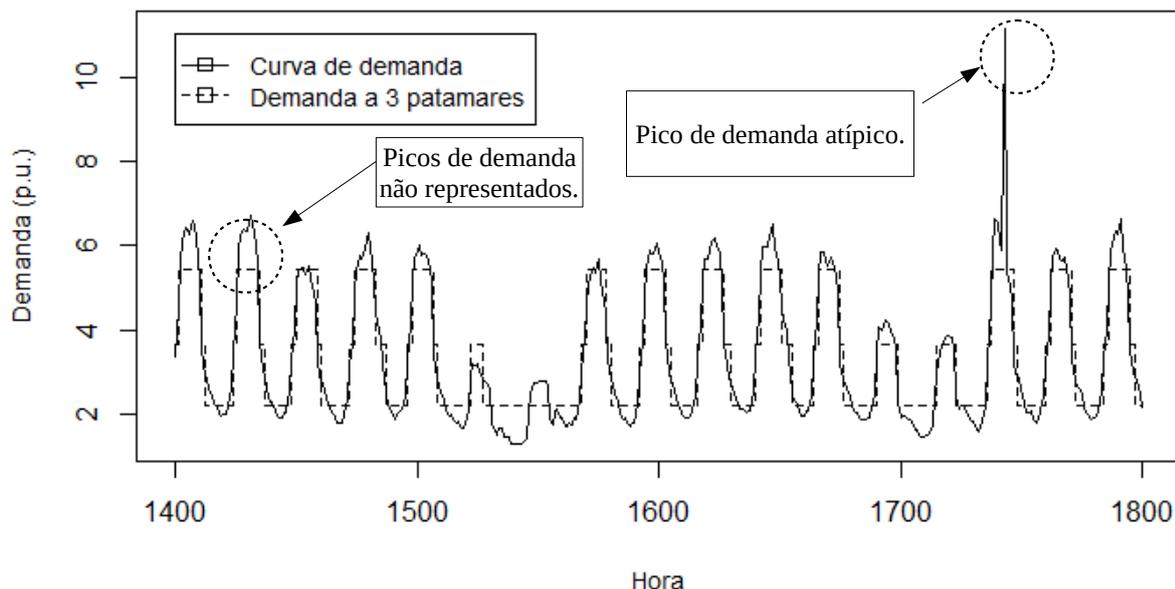


Figura 3.2: Curva de demanda real e demanda reduzida a 3 patamares.

A linha sólida, mostrada na Figura 3.2, mostra os patamares das cargas discretizado em horas entre o período 1400 e 1800 da curva de demanda do nó 5 da Figura 4.1 e a linha pontilhada mostra o valor central do grupo de patamar relacionado ao patamar de carga na mesma hora. Observa-se, nessa figura, que os picos de carga não aparecem na representação da curva reduzida a três patamares. Essa ausência ocorre porque o valor central do cluster está

sendo utilizado no lugar de cada um dos patamares representados por ele. O mesmo ocorre com os valores atípicos. Neste caso, eles aparecem na curva real ou por não terem sido adequadamente limpos no processo de normalização ou por ocorrerem com mais frequência ao longo das 8760 horas do ano, sendo este último o caso mostrado na Figura 3.2. Os valores centrais do grupo de 3 patamares e seus respectivos tamanhos são mostrados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Valores dos centros e dos tamanhos dos clusters após a redução do cenário da demanda a 3 patamares para o nó 5 do sistema teste, para o período T1.

<i>Clusters</i>	<i>Centro do Cluster (p.u)</i>	<i>Tamanho do Cluster</i>
<i>1</i>	1,11533	2156
<i>2</i>	0,36071	2172
<i>3</i>	0,21903	4432

Os valores dos centros de cada um dos três clusters, mostrados na Tabela 3.1, são valores calculados e obtidos como resultado do algoritmo  $k$ -médias (Fraley; Raftery, 1998). O tamanho de cada cluster indica a quantidade de patamares que são referenciados pelo valor central de cada cluster e a qualidade dos clusters é de 88,55%.

Entretanto, os picos da demanda não são representados na redução de cenários, sendo estes fundamentais ao realizar o planejamento da expansão da rede de distribuição, pois a mesma deve contar com recursos suficientes para atender esses picos. Neste caso, fixar um dos patamares e utilizar o parâmetro  $k = 2$ , para determinar os outros dois patamares, impossibilitaria a definição da duração do patamar fixo visto que o histórico da demanda será distribuído entre dois grupos. Além disso, o  $k$ -médias, dado o valor  $k$  (número de clusters), atribui as observações aos grupos cujo valor central é mais próximo dela. Nenhuma observação fica sem grupo, mesmo aquela considerada *outlier*. Esse é um dos pontos negativos do  $k$ -médias. Outra opção seria substituir o patamar que representa a máxima demanda no cluster pela máxima demanda do nó em cada período do horizonte de planejamento. É claro que essa máxima demanda ocorre com uma frequência menor do que a obtida com o algoritmo de clusterização, e isso deve ser considerado na duração dos outros dois patamares.

Conforme visto na Seção 2.3, um número muito baixo para  $k$  pode fornecer uma redução de cenário pobre. Isso pôde ser visto na qualidade do grupo de três patamares. Para melhorar a qualidade na redução do cenário, uma alternativa é dividir o período em partes menores e, a cada uma delas, aplicar a técnica de redução de cenários (Baringo; Conejo, 2013; Domínguez; Conejo; Carrión, 2015). Diante disso, o algoritmo  $k$ -médias foi executado com o parâmetro  $k = 9$ , gerando, assim, o grupo de nove patamares. Com isso, cada demanda das 8760 horas, foi relacionado a um dos nove grupos gerados pelo algoritmo de clusterização. O resultado final pode ser visto na Figura 3.3.

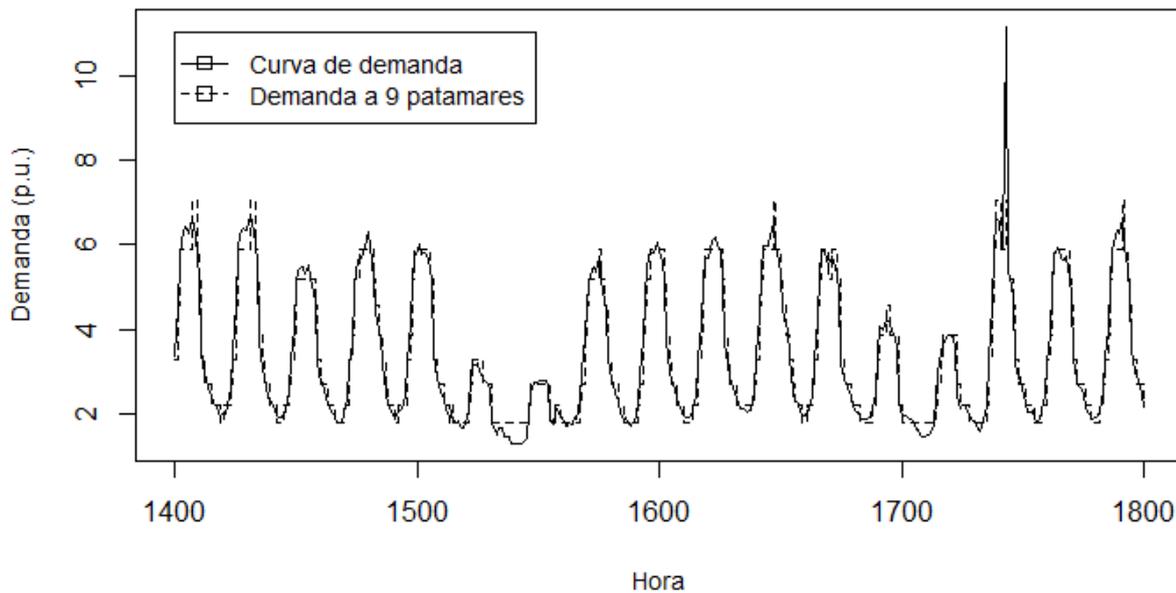


Figura 3.3: Curva de demanda real e demanda reduzida a 9 patamares.

A linha sólida na Figura 3.3 mostra o comportamento da demanda, discretizada em horas entre o período 1400 e 1800, do nó 5 da Figura 4.1, e a linha pontilhada mostra os valores centrais do grupo de 9 patamares gerado com o algoritmo  $k$ -médias.

Tabela 3.2: Valores dos centros e dos tamanhos dos clusters após a redução do cenário da demanda a 9 patamares para o nó 5 do sistema teste, para o período T1.

<i>Clusters</i>	<i>Centro do Cluster (p.u.)</i>	<i>Tamanho do Cluster</i>		<i>Clusters</i>	<i>Centro do Cluster (p.u.)</i>	<i>Tamanho do Cluster</i>
1	0,70510	162		6	0,32519	951
2	058833	623		7	0,26844	1312
3	051864	973		8	0,21783	2034
4	0,45397	756		9	0,17640	1212
5	0,38523	736				

Observa-se que a quantidade de picos de carga que não aparecem na representação da curva reduzida da Figura 3.3 são menores quando comparada à redução a três patamares. Esse fato ocorre porque o aumento de três para nove patamares permitiu que os valores centrais de cada cluster se aproximassem mais da curva de demanda. Os valores centrais do grupo de 9 patamares e seus respectivos tamanhos são mostrados na Tabela 3.2.

Os valores dos centros de cada um dos 9 clusters, mostrados na Tabela 3.2, mostram que eles são mais próximos dos níveis de carga que eles representam quando comparados àqueles mostrados na Tabela 3.1 para o grupo de 3 patamares, resultando em uma qualidade dos clusters de 98,35%.

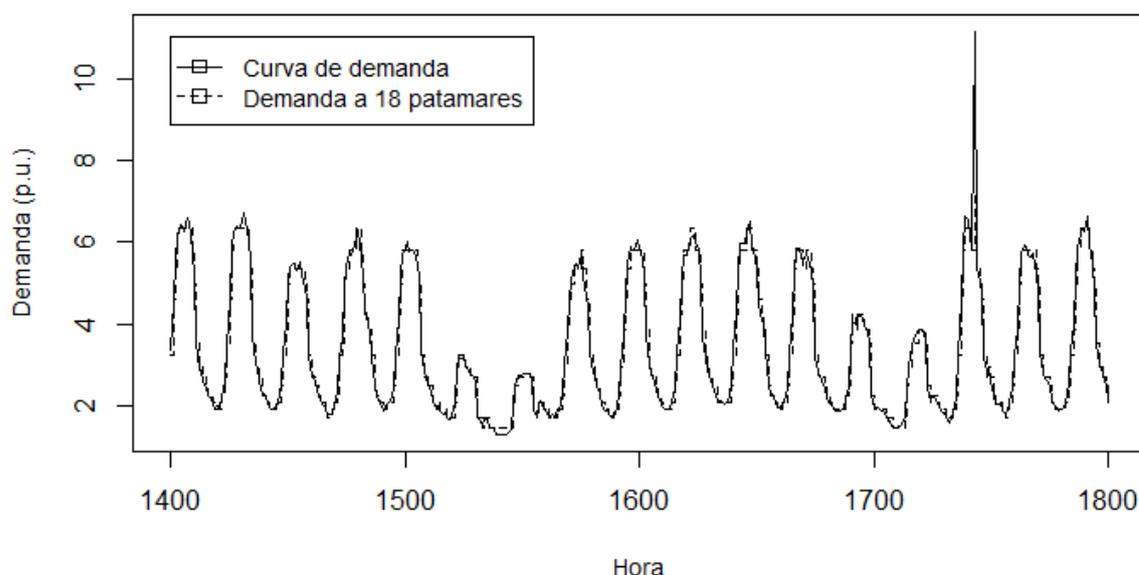


Figura 3.4: Curva de demanda real e demanda reduzida a 18 patamares.

Para gerar o grupo de 18 patamares, o algoritmo  $k$ -médias foi executado com o parâmetro  $k = 18$ . Com isso, cada demanda das 8760 horas, foi relacionada a um dos dezoito grupos gerados pelo algoritmo de clusterização. O resultado final pode ser visto na Figura 3.4. Observa-se que a diferença entre os picos da curva de demanda e o máximo valor resultante do algoritmo de clusterização é praticamente nula. Esse fato ocorre porque o aumento para dezoito patamares permitiu que os valores centrais de cada cluster se aproximassem mais dos patamares de carga da curva de demanda do que os do grupo de 9 patamares apresentados anteriormente. Os valores centrais do grupo de 18 patamares e seus respectivos tamanhos são mostrados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Valores dos centros e dos tamanhos dos clusters após a redução do cenário da demanda a 18 patamares para o nó 5 do sistema teste, para o período T1.

<i>Clusters</i>	<i>Centro do Cluster (p.u.)</i>	<i>Tamanho do Cluster</i>	<i>Clusters</i>	<i>Centro do Cluster (p.u.)</i>	<i>Tamanho do Cluster</i>
1	0,72718	57	10	0,39945	564
2	0,64382	99	11	0,36473	507
3	0,59706	223	12	0,33067	635
4	0,56506	431	13	0,29684	663
5	0,53815	535	14	0,26792	807
6	0,51425	525	15	0,23847	954
7	0,48985	505	16	0,21326	735
8	0,46091	442	17	0,18962	424
9	0,43143	466	18	0,15781	187

Observa-se que os valores dos centros de cada um dos 18 clusters, mostrados na Tabela 3.3, são mais próximos dos patamares aos quais eles representam do que aqueles mostrados

na Tabela 3.2, para o grupo de 9 patamares, com a qualidade do clusters de 99,49%.

Os grupos de 48 e 200 patamares foram construídos seguindo os mesmos procedimentos aplicados aos grupos de 3, 9 e 18 patamares. A qualidade dos grupos de 48 e 200 patamares, para o nó 5 da rede de distribuição, é de 99,92% e 99,996%, respectivamente. Nota-se que, quanto maior for o número de patamares, maior será a qualidade do cluster.

Os dados utilizados no cálculo da qualidade dos clusters dos cinco grupos de patamares, para cada nó da rede de distribuição, podem ser vistos na Tabela A.11.

### 3.5. Redução de cenários da geração

Os dados históricos de geração são extraídos do banco de dados PostgreSQL usando o software RStudio. Durante esse processo, as potências são convertidas em por unidade (p.u.) considerando as mesmas bases utilizadas na conversão da demanda. A Figura 3.5 mostra a agregação dos dados normalizados de demanda e geração da PCH.

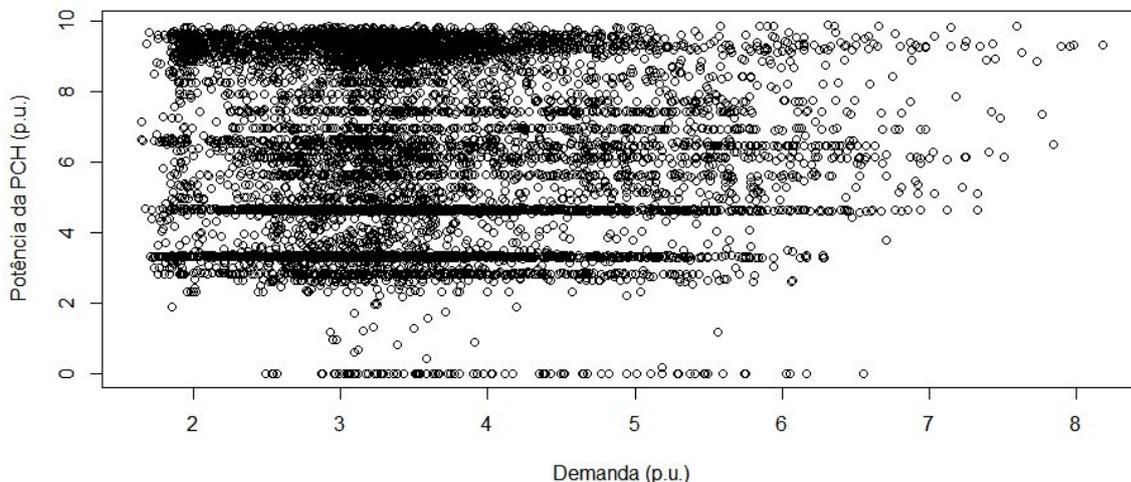


Figura 3.5: Dados históricos da demanda e de geração da PCH.

A Figura 3.5 mostra a relação entre a capacidade de geração da PCH e da demanda. Nota-se que os níveis de demanda estão correlacionados à capacidade de geração da PCH e que esta atende adequadamente os níveis de carga. Baringo e Conejo (2013), compararam duas técnicas para realizar a redução de cenário de geração, a função de distribuição acumulativa (*Cumulative Distribution Function – CDF*) e a técnica  $k$ -médias. Segundo eles, a primeira técnica é simples e fácil de ser implementada, porém, tem a desvantagem de exigir a correlação entre a demanda e a geração, fato que não ocorre quando a segunda técnica é utilizada.

Diante disso, a técnica  $k$ -médias, descrita na Seção 3.3, é aplicada nesta seção para reduzir os dados históricos de geração de uma pequena central hidrelétrica (PCH) e de uma

pequena central fotovoltaica (PCF). Essas unidades de geração distribuída são instalados na rede de distribuição no nó 10, da Figura 4.1, durante as simulações. Em seguida, os dados extraídos e o número de clusters são usados como dados de entrada na função *k*-médias, disponível no software RStudio. O resultado da clusterização é armazenado em um único arquivo, no formato CSV, contendo os clusters de geração da PCH e da PCF.

Uma vez tendo os dados de geração, os procedimentos de redução de cenários, utilizados na demanda, foram aplicados aos dados de geração, para criar os grupos de 3, 9, 18, 48 e 200 patamares de geração. O grupo de 48 patamares baseia-se na proposta de Baringo e Conejo (2013) e o grupo de 200 patamares baseia-se na proposta de Domínguez, Conejo e Carrión (2015), ambas dividem as 8760 horas em blocos menores para delimitar o número de patamares para cada grupo. Os resultados da clusterização dos dados de geração da PCH e da PCF para criar os grupos de 3 patamares podem ser vistos nas Figuras 3.6 e 3.7.

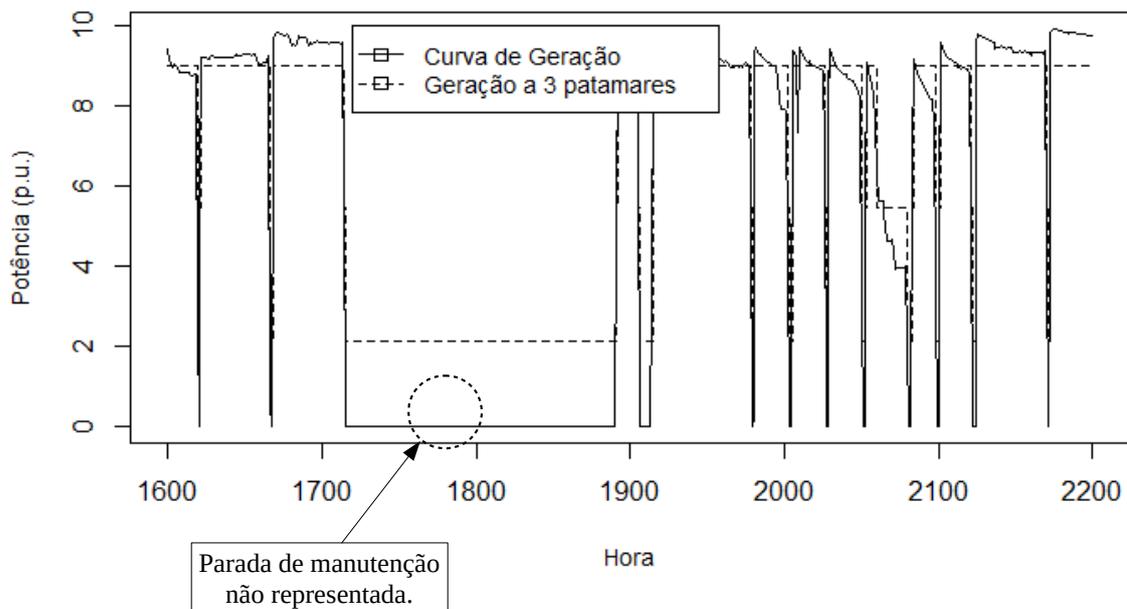


Figura 3.6: Curvas de geração real e da geração reduzida a 3 patamares para uma PCH.

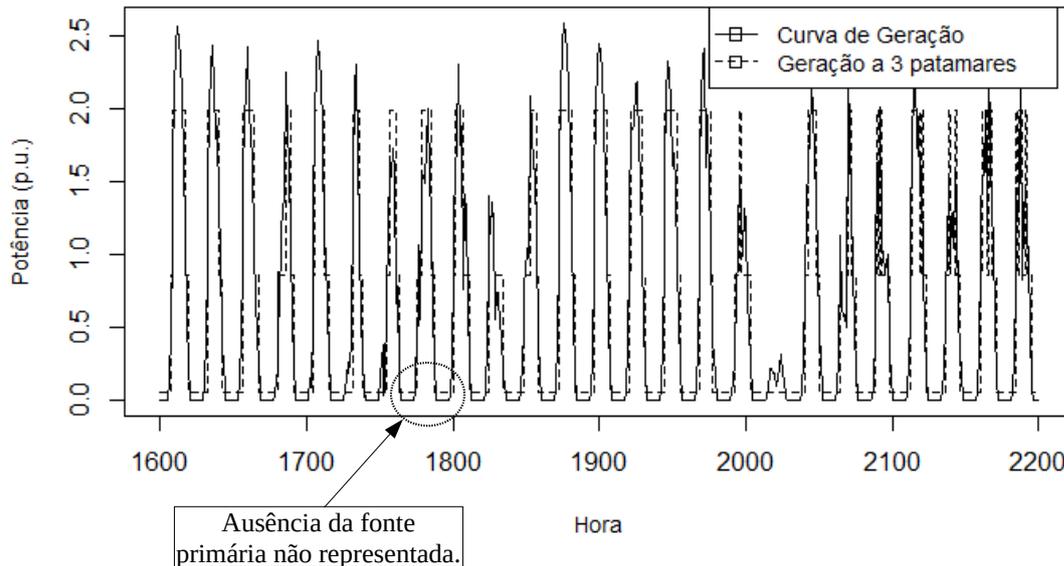


Figura 3.7: Curvas de geração real e da geração reduzida a 3 patamares de uma PCF.

As linhas sólidas nas Figura 3.6 e 3.7 mostram as curvas de geração da PCH e PCF, respectivamente, discretizadas em horas entre o período 1600 e 2200, e as linhas pontilhadas mostram os valores centrais do grupo de 3 patamares. Observa-se, na primeira figura, que as paradas de manutenção, características da PCH, não aparecem na representação da curva de geração reduzida a três patamares. De acordo com esse resultado, a unidade de geração injeta constantemente potência na rede de distribuição, desconsiderando as paradas de manutenção. Observa-se na segunda figura que o patamar inferior dos três clusters sugere que a PCF está disponível ininterruptamente, mesmo quando não exista disponibilidade de fonte primária (sem energia solar).

Não considerar as paradas de manutenção da PCH ou a indisponibilidade da PCF pode implicar em uma expansão inadequada da rede de distribuição. Neste caso, tanto a geração da PCH quanto da PCF são nulas e representadas por 0 (zero) p.u. Para minimizar esse problema pode-se aplicar a mesma estratégia aplicada para o grupo de três patamares de demanda, substituindo por zero o menor valor obtido pelo processo de clusterização. Assim, garante-se que as paradas de manutenção da PCH e a indisponibilidade da PCF sejam consideradas nos clusters. Os valores centrais dos grupos de 3 patamares de geração da PCH e da PCF e seus respectivos tamanhos são mostrados na Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Valores dos centros e dos tamanhos dos clusters após a redução do cenário de geração a 3 patamares da PCH e PCF, para os períodos  $T1$  e  $T3$ , respectivamente.

<i>PCH</i>			<i>PCF</i>		
<i>Clusters</i>	<i>Centro do Cluster (p.u)</i>	<i>Tamanho do Cluster</i>	<i>Clusters</i>	<i>Centro do Cluster (p.u)</i>	<i>Tamanho do Cluster</i>
<i>1</i>	9,1781	3552	<i>1</i>	1,9858	1375
<i>2</i>	6,4305	3016	<i>2</i>	0,8452	779
<i>3</i>	3,6683	2192	<i>3</i>	0,0525	6606

Os valores dos centros de cada um dos três clusters, mostrados na Tabela 3.4, são obtidos como resultado do algoritmo. O tamanho de cada cluster indica a quantidade de patamares que são representados pelo valor central de cada cluster. A qualidade dos clusters da PCH e da PCF são, respectivamente, 90,93% e 91,44%.

Para gerar o grupo de 9 patamares, o algoritmo  $k$ -médias foi executado com o parâmetro  $k = 9$  para os dados de geração da PCH e da PCF. Com isso, cada nível de potência gerada nas 8760 horas foi relacionado a um dos nove grupos pelo algoritmo de clusterização. O resultado final pode ser visto nas Figuras 3.8 e 3.9.

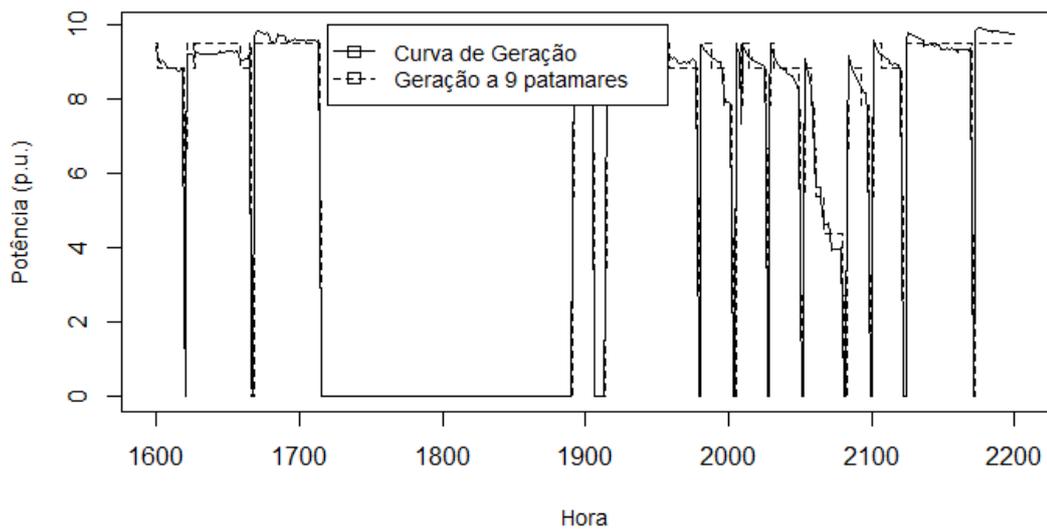


Figura 3.8: Curvas de geração real e da geração reduzida a 9 patamares de uma PCH.

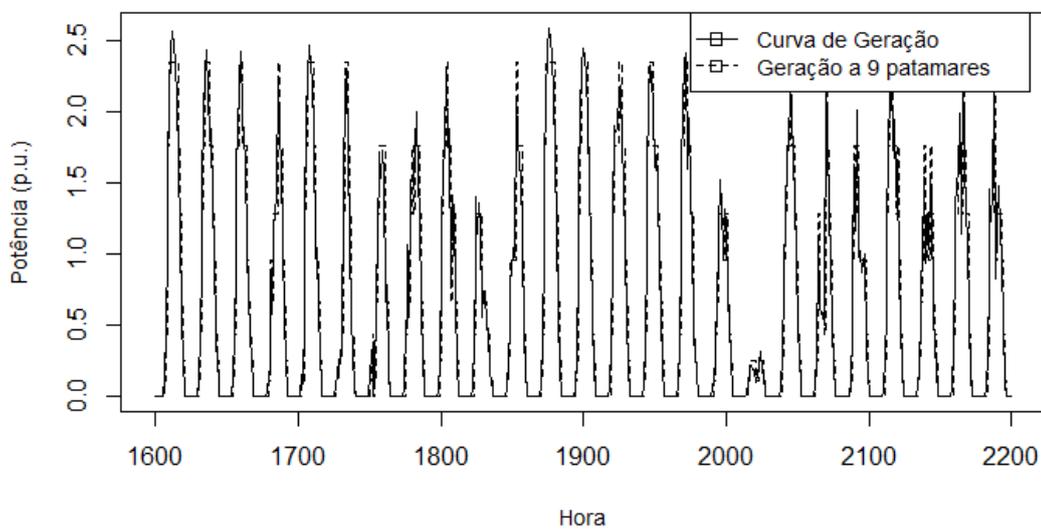


Figura 3.9: Curvas de geração real e da geração reduzida a 9 patamares de uma PCF.

Observa-se que as paradas de manutenção da PCH e a indisponibilidade da fonte

primária para a PCF são adequadamente representadas nas curvas reduzidas a nove patamares. Isso ocorre porque um número maior de patamares faz com que os valores centrais dos clusters sejam mais próximos dos patamares que eles representam. Com isso, as indisponibilidades de geração são consideradas adequadamente nas opções de investimento e as limitações identificadas com a redução a três patamares são praticamente superadas. Os valores centrais do grupo de nove patamares da PCH e PCF e seus respectivos tamanhos são mostrados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5: Valores dos centros e dos tamanhos dos clusters após a redução do cenário da demanda a 9 patamares da PCH e PCF, para os períodos  $T1$  e  $T3$ , respectivamente.

<i>PCH</i>			<i>PCF</i>		
<i>Clusters</i>	<i>Centro do Cluster (p.u.)</i>	<i>Tamanho do Cluster</i>	<i>Clusters</i>	<i>Centro do Cluster (p.u.)</i>	<i>Tamanho do Cluster</i>
1	9,5452	1869	1	2,5446	151
2	9,1184	208	2	2,1606	364
3	8,3266	949	3	1,7970	222
4	7,2994	112	4	1,4974	643
5	6,3373	702	5	1,1683	962
6	5,4903	1351	6	0,8527	231
7	4,6182	731	7	0,5489	5546
8	3,1800	2362	8	0,2544	229
9	0,1164	474	9	0,0109	412

Observa-se que os valores dos centros de cada um dos nove clusters, mostrados na Tabela 3.5, são mais próximos dos patamares que eles representam quando comparado àqueles mostrados na Tabela 3.4, tanto que a qualidade dos clusters da PCH e PCF são, respectivamente, 99,13% e 99,10%.

Para gerar o grupo de 18 patamares, o algoritmo  $k$ -médias foi executado com o parâmetro  $k = 18$  e os resultados podem ser vistos nas Figuras 3.10 e 3.11.

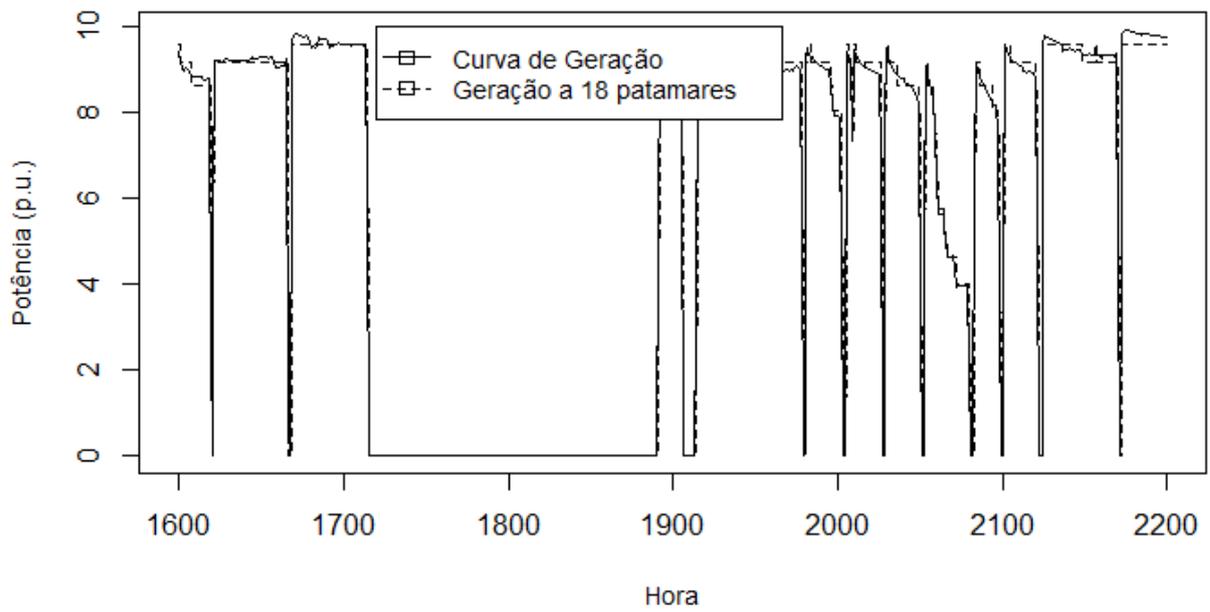


Figura 3.10: Curvas de geração real e da geração reduzida a 18 patamares de uma PCH.

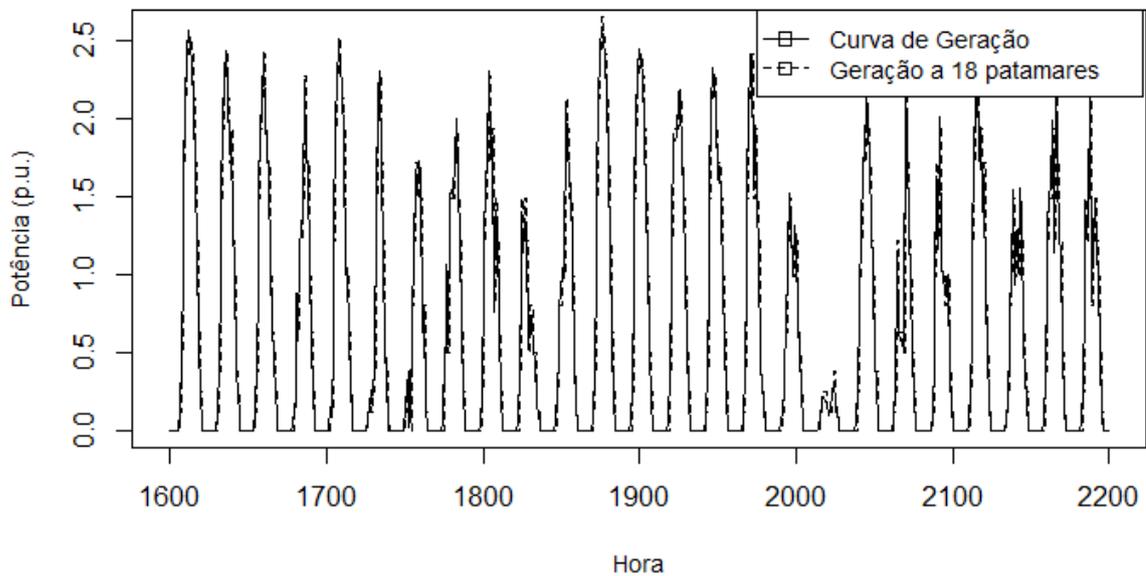


Figura 3.11: Curvas de geração real e da geração reduzida a 18 patamares de uma PCF.

Observa-se a representação muito adequada das curvas de geração, com a qualidade dos clusters de 99,84% e de 99,72%, para a PCH e a PCF, respectivamente. Os valores centrais dos grupos de 18 patamares da PCH e da PCF, e seus respectivos tamanhos, são mostrados na Tabela 3.6.

Tabela 3.6: Redução do cenário da demanda a 18 patamares da PCH e PCF.

<i>PCH</i>			<i>PCF</i>		
<i>Clusters</i>	<i>Centro do Cluster (p.u.)</i>	<i>Tamanho do Cluster</i>	<i>Clusters</i>	<i>Centro do Cluster (p.u.)</i>	<i>Tamanho do Cluster</i>
1	9,6439	305	1	2,6652	312
2	9,4690	516	2	2,4499	207
3	9,2644	111	3	2,2453	243
4	9,0934	1176	4	2,0915	196
5	8,8286	209	5	1,9336	182
6	8,3731	125	6	1,7772	204
7	7,8334	120	7	1,6718	268
8	7,4168	1269	8	1,5577	316
9	6,9410	295	9	1,4284	258
10	6,5312	432	10	1,2752	406
11	6,1761	118	11	1,1472	152
12	5,9365	287	12	0,9763	4791
13	5,4588	304	13	0,7924	187
14	4,6566	495	14	0,6114	270
15	3,9244	242	15	0,4289	183
16	3,3078	1179	16	0,2585	165
17	2,7486	476	17	0,1206	130
18	0,1035	1099	18	0,0036	288

Os grupos de 48 e 200 patamares de geração foram definidos de acordo com o processo de clusterização realizado na seção anterior. A qualidade dos grupos de 48 e 200 patamares, tanto para a PCH quanto para a PCF, são mostrados na Tabela 3.7. Observa-se que, em ambas tecnologias de geração, a clusterização dos dados de geração a 200 patamares obtém uma qualidade de quase 100%, ou seja, os valores centrais de cada cluster são quase idênticos aos patamares que eles representam.

Tabela 3.7: Qualidade dos clustes dos grupos de 48 e 200 patamares por unidade de geração distribuída intermitente.

<i>GD</i>	<i>Patamares</i>	
	<i>48</i>	<i>200</i>
PCH	99,964%	99,998%
PCF	99,927%	99,998%

Os dados utilizados no cálculo da qualidade dos clusters dos cinco grupos de patamares, para cada unidade de geração distribuída intermitente, podem ser vistos na Tabela A.10.

### 3.6. Definição da duração dos patamares

Nas seções anteriores, foram apresentados os procedimentos de redução de cenários

aplicados à demanda, em cada nó da rede de distribuição do sistema teste, e à geração, em cada unidade de geração distribuída intermitente, para diferentes grupos de patamares. Cada patamar em um grupo apresenta um valor central e o tamanho do cluster (número de níveis de demanda ou geração que são representados pelo valor central). Como cada nível na curva de demanda representa uma hora do consumo de energia, então a quantidade de patamares do grupo representa a duração do valor central. A mesma análise é aplicada às curvas de geração.

Assim, a energia consumida ao longo de um ano em um nó da rede de distribuição é igual ao somatório dos níveis  $p_j$  da curva de demanda nesse nó, para cada hora  $j$ , sendo também igual ao somatório do produto entre o valor central  $c_i$  do cluster  $i$  e o tamanho do cluster  $|C_i|$ . Onde  $k$  é o número de clusters e  $C$  o conjunto dos níveis de carga agrupados no cluster  $i$ , conforme mostrado em (3.1).

$$\sum_{i=1}^k c_i * |C_i| = \sum_{j=1}^{8760} p_j \quad (3.1)$$

Diante do exposto acima e considerando que o modelo de PESD a ser utilizado nas simulações permite informar somente a duração dos grupos de patamares de apenas um nó da rede de distribuição, ao qual substitui as durações tanto dos outros nós de demanda da rede quanto dos de GD, torna-se necessário selecionar aquele que melhor represente o comportamento da demanda dentre todos os nós da rede de distribuição e replicá-lo, também, para as GD's. A escolha desse nó da rede de distribuição baseou-se na análise de distribuição de frequência relativa em relação ao comportamento da demanda. A Figura 3.12 mostra a relação da frequência relativa entre os níveis de carga para cada nó da rede de teste para o grupo de 48 patamares.

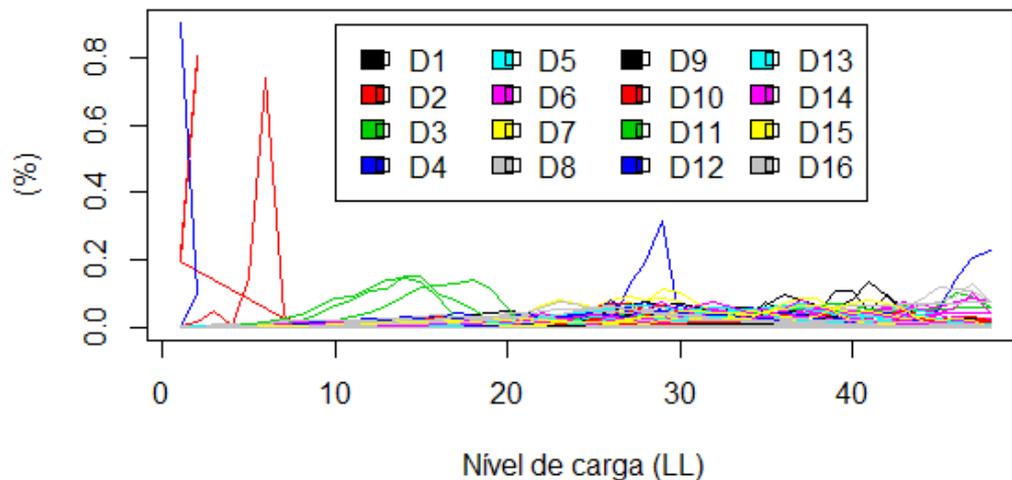


Figura 3.12: Frequência relativa do grupo de 48 patamares de carga de cada um dos nós da rede de distribuição.

Cada linha mostrada na Figura 3.12 representa uma demanda (D1 a D16) da rede de teste. Essa figura mostra a frequência de ocorrência de cada um dos 48 patamares de cada nó

da rede de distribuição. Observa-se que a frequência relativa dos patamares de todos os nós é baixa, entre 0,0% e 0,4%, e com grande concentração de curvas tendendo a zero. Diante disso e para simplificar o processo de seleção, optou-se por escolher o nó D8 cuja frequência relativa de todos os patamares permaneceu entre os limites 0,0 e 0,1. As durações dos cinco grupos de patamares relacionados a esse nó foram utilizadas como as durações dos patamares dos demais nós da rede e das GD's, em todas as simulações.

### **3.7. Conclusão**

O presente capítulo mostrou o procedimento de redução de cenário utilizado para gerar cinco grupos de patamares que representassem, adequadamente, as curvas de demanda e de geração. Além disso, o processo de definição da duração dos patamares também foi executado com o objetivo de determinar o padrão de duração dos patamares que serão utilizados nos testes. Por fim, os procedimentos para simulação do sistema teste foram apresentados.

# Capítulo 4

## Problema da Expansão de Sistemas de Distribuição

### 4.1. Introdução

Este capítulo descreve os resultados obtidos a partir dos testes realizados com os materiais e métodos definidos no capítulo anterior. Em seguida, análises sobre a redução de cenários, aplicada as curvas de demanda e geração, são realizadas. Essas análises são utilizadas como base na avaliação do impacto nos custos das alternativas de expansão obtidas com a execução do modelo de otimização. Por fim, são apresentadas as análises sobre os tempos de processamento do modelo e a respectiva conclusão deste capítulo.

### 4.2. Descrição do problema

O modelo de planejamento da expansão de longo prazo, considerando múltiplos estágios, múltiplos níveis de carga e a inserção de geração distribuída (GD), proposto por Machado (2013), é adaptado para analisar o impacto nas opções de investimento, obtidas com a execução do modelo de otimização, e no tempo de processamento quando grupos de patamares de tamanhos distintos, obtidos através de técnica de clusterização para de redução de cenário das curvas de demanda e geração, são aplicados ao modelo.

O modelo matemático resultante indica a localização, o tamanho e o período ótimo para o reforço ou adição de alimentadores, ampliação de subestações, bem como considera a inserção de GD tanto por parte da empresa de distribuição quanto por produtores independentes, além disso, indica como programar a compra de energia e capacidade de unidades de GD pertencentes a produtores independentes e a produção de energia de GD da concessionária (Machado, 2013). Os custos contemplados na função objetivo proposta para o planejamento da expansão incluem custos de investimento, de manutenção e de operação. Este último, inclui os custos com a compra de energia de produtores independentes e as perdas de potência ativa.

Nos custos de investimento e manutenção, os custos com a instalação de novas unidades

de geração e seus respectivos custos com manutenção, executados pela empresa de distribuição, foram removidos para considerar apenas a compra de energia delegando a responsabilidade pelo investimento e manutenção da tecnologia de geração ao produtor independente.

Nos custos de operação, o processo utilizado para minimizar os custos com a energia e com as perdas ativas da rede foi adaptado porque considera que a limitação da proporcionalidade dos patamares de um dia (24 horas) para um ano (8760 horas) não reflete nem a sazonalidade do comportamento da demanda nem a sazonalidade de disponibilidade das fontes primárias de cada tecnologia de geração distribuída. Neste caso, a proporcionalidade de 24 horas dos patamares foi removida considerando apenas a proporcionalidade dos patamares em relação as 8760 horas do ano.

Nas restrições do problema, as restrições técnicas e financeiras de investimento relacionadas a inclusão de unidades de GD por parte da empresa de distribuição foram removidas tendo em vista que serão consideradas apenas a compra de energia de produtores independentes.

### **4.3. Procedimento de teste**

Os testes são divididos em duas etapas fundamentais. A primeira etapa tem por objetivo avaliar a influência da representação adequada da curva de demanda e geração nos custos de planejamento da expansão em um sistema de distribuição de 18 nós. Um caso base, considerando a demanda máxima, é construído para estabelecer a referência inicial. A segunda etapa tem por objetivo avaliar o impacto no tempo de processamento do modelo de otimização quando a representação dos clusters da curva de demanda e de geração são aplicados à rede de distribuição.

Ao longo do trabalho são considerados três casos de simulação para avaliar o impacto nos custos e no tempo de processamento do modelo. Os resultados das reduções de cenário da demanda e de geração, utilizados nas simulações e estruturados em grupos de patamares, estão disponíveis no Apêndice A.

Para realizar a análise de cada caso testado é definido um caso base descrito a seguir:

- Caso Base: sem GD e somente um patamar é utilizado para representar a demanda máxima em cada nó da rede teste, em cada período do planejamento da expansão.
- Caso A – sem GD e representando a curva de demanda com vários patamares.
- Caso B – com GD intermitente baseada em uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) de um produtor independente (PPI). Se considera a representação da curva da demanda e da curva de geração com vários patamares.

- Caso C – com GD intermitente baseada em uma Pequena Central Fotovoltaica (PCF) de um PPI e representação da curva da demanda e da curva de geração com vários patamares.

Os custos de investimento, manutenção e operação das GD's são de responsabilidade dos PPI's, portanto, a concessionária realiza o planejamento da expansão considerando os custos de compra da energia produzida pelos PPI's, de acordo com os valores de mercado aplicados ao modelo de planejamento da expansão do sistema de distribuição proposto por Machado (2013) com base em um sistema teste de 18 nós.

### 4.3.1. Sistema teste

O sistema teste utilizado é baseado na proposta de Machado (2013). Ele consiste em uma rede de distribuição radial de 18 nós, sendo 2 deles de subestação e os restantes de carga. Contempla 3 ramos fixos, 5 ramos substituíveis e 16 ramos adicionáveis. A rede opera com tensão de 13,8 kV e sua topologia é mostrada na Figura 4.1.

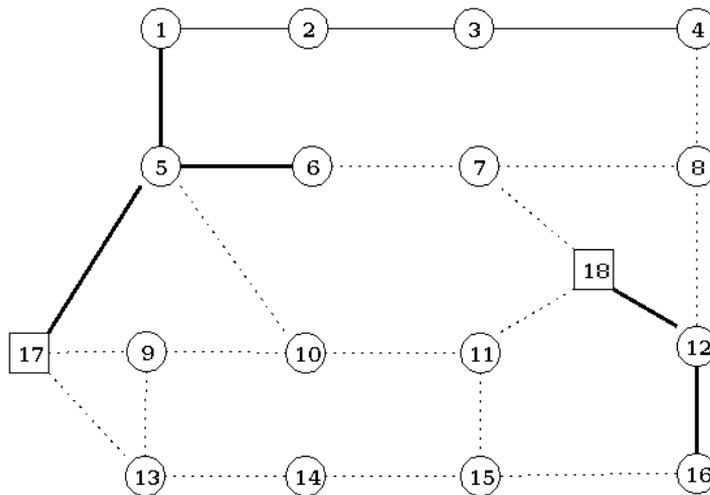


Figura 4.1: Diagrama da rede de 18 nós. Fonte: Adaptado de Machado. (2013)

Nessa rede teste, as subestações são representadas como quadrados e os nós de carga como círculos de linha sólida. As linhas de transmissão são representadas por ramos e estão organizados em: ramos existentes e ramos adicionáveis. Os ramos existentes são compostos por linhas fixas e linhas substituíveis. As linhas fixas não têm previsão de reforço ou substituição e são representadas por uma linha sólida. As linhas espessas representam as linhas substituíveis. Já os ramos adicionáveis são representados por linhas pontilhadas.

### 4.3.2. Dados utilizados nos testes

As bases de tensão e potência, definidas para a rede teste, são de 13,8 kV e 1MVA, respectivamente. Os dados dos recursos utilizados nos ramos do sistema, para a rede existente, são mostrados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Dados da rede existente e adicionável do sistema de 18 nós. Fonte: Adaptado de Machado, (2013)

Ramo		Opção 1 (A1)		Opção 2 (A2)		Opção 3 (A3)	
De	Para	Condutor	C [1000\$/]	Condutor	C [1000\$/]	Condutor	C [1000\$/]
<b>Ramos instalados</b>							
1	2	1	-	-	-	-	-
2	3	1	-	-	-	-	-
<b>Ramos substituíveis</b>							
1	5	1	-	2	20	3	38
5	6	1	-	2	21	3	39
5	17	1	-	2	18	3	36
<b>Ramos adicionáveis</b>							
4	8	1	90	2	110	3	130
5	10	1	92	2	112	3	132
6	7	1	94	2	114	3	134
7	8	1	96	2	116	3	136
7	18	1	300	2	320	3	340
8	12	1	98	2	118	3	138
9	10	1	100	2	120	3	140
9	13	1	102	2	122	3	142

Ramo		Opção 1 (A1)		Opção 2 (A2)		Opção 3 (A3)	
De	Para	Condutor	C [1000\$/]	Condutor	C [1000\$/]	Condutor	C [1000\$/]
<b>Ramos instalados</b>							
3	4	1	-	-	-	-	-
<b>Ramos substituíveis</b>							
12	16	1	-	2	22	3	40
12	18	1	-	2	19	3	37
<b>Ramos adicionáveis</b>							
9	17	1	305	2	325	3	345
10	11	1	104	2	124	3	144
11	15	1	106	2	126	3	146
11	18	1	310	2	330	3	350
13	14	1	108	2	128	3	148
13	17	1	315	2	335	3	355
14	15	1	110	2	130	3	150
15	16	1	112	2	132	3	152

A Tabela 4.1 mostra os custos (em \$1.000) de três alternativas de condutores que podem ser utilizadas nos ramos da rede teste. Neste caso, considera-se que os ramos fixos ou iniciais (substituíveis) já estão em operação com a opção de condutor 1 e, portanto, não apresentam custos. Para os ramos que podem ser substituídos, somente as opções 2 e 3 de condutores podem ser utilizados, visto que estes ramos já estão em operação com a opção 1. Enfim, todas as opções de condutores, com seus respectivos custos, podem ser utilizados nos ramos adicionáveis. As especificações dos condutores utilizados na Tabela 4.1 são mostradas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Opções disponíveis de condutores. Fonte: Adaptado de Machado (2013)

<b><i>Condutores</i></b>	<b><math>f_{max}</math> [A]</b>	<b><math>Z</math> [<math>\Omega</math>]</b>	<b><math>R</math> [<math>\Omega</math>]</b>
1	250	1	0,8
2	400	0,7	0,4
3	500	0,5	0,3

A Tabela 4.2 é apresentada as especificações das três alternativas distintas de condutores (opções 1, 2 e 3), dadas por: corrente máxima ( $f_{max}$ ) em Ampere, impedância ( $Z$ ) e resistência ( $R$ ) em Ohms. As opções de condutores são utilizadas conforme as características da rede de teste. As especificações dos transformadores que estão em uso e dos que podem ser utilizados como alternativa de ampliação das subestações existentes na rede teste, representadas pelos nós 17 e 18 da Figura 4.1, são mostradas na Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Opções disponíveis de transformadores. Fonte: Adaptado de Machado (2013)

<b><i>Transformadores</i></b>	<b><math>P_{max}</math> [MVA]</b>	<b><math>C_{trafo}</math> [\$ 1000]</b>
1	5	50
2	10	60
3	12	70

A Tabela 4.3 mostra três alternativas distintas de transformadores (opções 1, 2 e 3) e suas respectivas especificações, dadas por: potência máxima (MVA) e custo de aquisição e instalação do transformador (\$1.000). Para esta rede teste, considera-se que as subestações existentes já estão com os transformadores de opção 3 instalados e em operação e que o reforço da subestação se dará com a substituição ou instalação de novos transformadores.

O horizonte de planejamento utilizado no modelo compreende três períodos (T) com a duração de um ano para cada período. Assume-se que a partir do ano (T) a rede permanece inalterada e com isso seus custos de manutenção e operação permanecem constantes por infinitos períodos. Além disso, considera que ao fim da vida útil de cada recurso, ele é substituído por outro recurso similar, por infinitos ciclos. A vida útil das linhas é de 15 anos e a dos transformadores e geradores é de 25 anos. A taxa de recuperação do capital considerada neste trabalho é de 10% a.a.

O preço de contrato da energia proveniente de uma unidade de GD, pertencente a um produtor independente que deseja se conectar na rede da distribuidora, é equivalente ao preço da energia proveniente da subestação cobrado pela concessionária. Neste caso, o preço é cobrado por patamar de carga. Os dados de referência de preço de energia por patamar de

carga foram obtidos de OMIE (2017).

Considera-se que o custo de manutenção para todos os alimentadores e transformadores existentes são de \$450 por alimentador/ano e de \$1.000 por transformador/ano, respectivamente. Já, os custos de manutenção para as opções 1, 2 e 3 dos transformadores, são de \$1.000, \$2.000 e \$3.000 por transformador/ano, respectivamente.

Para avaliar um possível corte de carga devido à falta de capacidade disponível, o Valor da Carga não Atendida (VOLL) é ajustado em 1.000\$/MWh. A queda de tensão nos nós deve estar dentro dos limites operativos de 0,95 e 1,05 p.u., sendo a tensão fixada em 1,05 p.u. nos nós das subestações.

O custo variável associado às perdas de energia nos alimentadores e nos transformadores das subestações é linearizado utilizando a função SOS2 do CPLEX©. Para realizar essa operação foram utilizados três segmentos de linearização.

## 4.4. Impacto no PESD

Nesta etapa foram simulados cinco casos nos quais são considerados os diferentes grupos patamares descritos no capítulo anterior exceto para o cenário base, que foi simulado considerando apenas a demanda máxima de cada nó da rede teste.

### 4.4.1. Caso Base

Este caso considera apenas um patamar para representar a curva de demanda no modelo, a demanda máxima. Os resultados obtidos com a simulação deste caso são mostrados na Tabela 4.4. A Figura 4.2 mostra o comportamento da demanda no nó 5 da rede teste.

Tabela 4.4: Demanda máxima da rede teste.

<i>Período</i>	<i>Nível</i>	<i>D1</i>	<i>D2</i>	<i>D3</i>	<i>D4</i>	<i>D5</i>	<i>D6</i>	<i>D7</i>	<i>D8</i>
<i>T1</i>	<i>LL1</i>	0,23433	-	-	0,64633	1,11533	1,51333	-	0,02900
<i>T2</i>	<i>LL1</i>	0,23433	0,40667	1,04633	0,64633	1,11533	1,51333	0,55733	0,02900
<i>T3</i>	<i>LL1</i>	0,23433	0,40667	1,04633	0,64633	1,11533	1,5133	0,55733	0,02900

<i>Período</i>	<i>Nível</i>	<i>D9</i>	<i>D10</i>	<i>D11</i>	<i>D12</i>	<i>D13</i>	<i>D14</i>	<i>D15</i>	<i>D16</i>
<i>T1</i>	<i>LL1</i>	0,78433	-	0,73767	0,79000	0,81767	-	-	1,00633
<i>T2</i>	<i>LL1</i>	0,78433	1,78933	1,47533	0,79000	1,63533	0,78500	0,77033	1,00633
<i>T3</i>	<i>LL1</i>	0,78433	3,57867	2,95067	0,79000	3,27067	1,57000	1,54067	1,00633

As linhas da Tabela 4.4 mostram os períodos (*T1*, *T2* e *T3*) utilizados na simulação do modelo e as colunas mostram a máxima demanda de cada nó da rede teste para cada um dos três períodos.

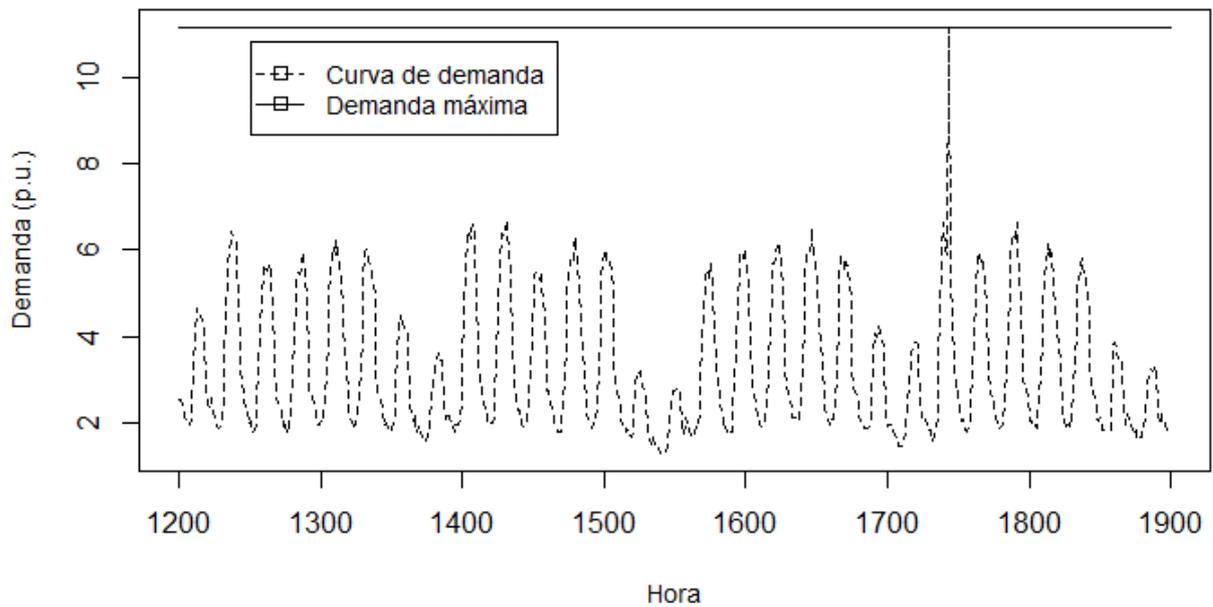


Figura 4.2: Relação entre a curva de demanda real e a reduzida a um patamar de carga.

Observa-se, na Figura 4.2, que a máxima demanda, representada pela linha sólida, exigirá que o modelo de PESD utilize somente as opções de recursos que sejam adequadas a este cenário, como se a demanda máxima ocorresse simultaneamente em todos os nós do sistema. Como, a máxima demanda, em cada nó da rede teste, pode ocorrer em períodos diferentes, ou seja, elas não são coincidentes, os investimentos podem ser superestimados.

A tarifa de compra de energia na SE foi adotada como sendo \$50,00 MWh. Esses dados foram utilizados para determinar o plano ótimo de expansão do sistema teste, resultando no valor presente do custo total de \$ 3.281.880. A discriminação dos custos, para cada período, é mostrado na Tabela 4.5. A mesma mostra os custos de investimentos, manutenção e operação para os períodos *T1*, *T2* e *T3*. As opções de recursos obtidas com a execução do modelo de otimização são mostradas na Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Detalhamento dos custos de planejamento – Caso Base. Fonte: Adaptado de Machado (2013).

<b>Período</b>	<b>Investimento (\$ 1.000,00)</b>	<b>Manutenção (\$ 1.000,00)</b>	<b>Operação (\$ 1.000,00)</b>
T1	981,00	7,40	43,06
T2	555,00	9,20	95,10
T3	0,00	9,20	155,80

O custo de investimento para o período *T2* é 63,87% menor do que o custo de investimento no período *T1*. Essa diferença ocorre porque a previsão de crescimento da demanda, para o período *T2*, é menor quando comparado ao crescimento da demanda do

período *T1*. Já, o período *T3* não apresenta custos de investimento. A justificativa para isto está relacionada aos investimentos já realizados nos períodos anteriores, neles já foram considerados os recursos que atendem a máxima demanda do sistema teste. Além disso, os custos de manutenção permanecem inalterados entre os períodos *T2* e *T3*, ressaltando a justificativa de ausência de investimento para o período *T3*.

Em relação aos custos de operação, somente são mostrados aqueles relacionados com as perdas ocorridas nas linhas e nos transformadores, sem considerar os custos com a compra de energia para atender a demanda. Cabe observar que o crescimento da demanda ocorrido no período *T2* impacta em um aumento aproximado de 121% nos custos de operação quando comparado aos custos do período *T1* e aproximadamente de 64% no período *T3* quando comparado ao período *T2*. Isso mostra o maior uso do sistema com o aumento da carga, implicando em maiores perdas.

Tabela 4.6: Ramos substituídos e adicionados no Caso Base.

<i>Ramos</i>		<i>Opção de Condutor por Período</i>			<i>Ramos</i>		<i>Opção de Condutor por Período</i>		
<b><i>Ramos adicionados</i></b>					<b><i>Ramos adicionados</i></b>				
<i>De</i>	<i>Para</i>	<i>T1</i>	<i>T2</i>	<i>T3</i>	<i>De</i>	<i>Para</i>	<i>T1</i>	<i>T2</i>	<i>T3</i>
7	8	-	1	-	11	18	3	-	-
8	12	2	-	-	13	14	-	3	-
9	13	1	-	-	13	17	3	-	-
10	11	-	3	-	14	15	-	1	-
<b><i>Ramos substituídos</i></b>					<b><i>Ramos substituídos</i></b>				
1	5	-	2	-	12	18	-	1	-
5	17	2	-	-					

A Tabela 4.6 mostra as opções de condutores utilizados nos ramos adicionados nos períodos *T1* e *T2* e as opções de condutores utilizadas nos ramos substituíveis, também, para os períodos *T1* e *T2*. Nesta tabela, observa-se que alguns ramos já foram adicionados no sistema teste considerando a opção de condutor que suporte a máxima demanda ao longo do horizonte de planejamento. Além disso, mostra que os ramos substituíveis, iniciados com o condutor de opção 1, devem ser substituídos pela opção 2. Esse comportamento justifica o alto custo apresentado como opção de investimento obtido com a simulação deste cenário.

#### 4.4.2. Caso A

Este caso considera a utilização de vários patamares de demanda sem a inclusão de GD. Uma simulação desse cenário é realizada para cada grupo de patamares de carga. As opções de recursos obtidas com a execução do modelo de otimização considerando o grupo de duzentos patamares é mostrada na Tabela 4.7.

Tabela 4.7: Ramos substituídos e adicionados no Caso A.

<i>Ramos</i>					<i>Opção de Conductor por Período</i>				
<b>Ramos adicionados</b>					<b>Ramos adicionados</b>				
<i>De</i>	<i>Para</i>	<i>T1</i>	<i>T2</i>	<i>T3</i>	<i>De</i>	<i>Para</i>	<i>T1</i>	<i>T2</i>	<i>T3</i>
4	8	-	1	-	11	18	2	-	-
5	10	-	1	-	13	14	-	2	-
7	8	1	-	-	13	17	2	-	-
9	13	1	-	-	15	16	-	1	-
<b>Ramos substituídos</b>									
5	17	-	2	-					

A Tabela 4.7 mostra as opções de condutores utilizados nos ramos adicionados e nos ramos substituíveis para dois primeiros períodos *T1* e *T2*, considerando a utilização do grupo de duzentos patamares no modelo de otimização. Nesta tabela, observa-se que ramos adicionados no sistema teste não utilizam o condutor de opção 3 conforme ocorreu na simulação do Caso Base, bem como, mostra que, dos ramos substituíveis, somente um apresentou necessidade de substituição para condutor de opção 2 no período *T2*. A utilização de recursos de menor custo, mas, que atendam os requisitos técnicos do sistema teste e a demanda, influenciam na obtenção de opções de investimentos de menor custo. Os resultados obtidos com a simulação deste caso são mostrados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8: Resultados do Caso A.

<i>Patamares de Carga</i>	<b>3</b>	<b>9</b>	<b>18</b>	<b>48</b>	<b>200</b>	
<b>Custos Totais (\$ 1000)</b>	2.212,39	2.176,42	2.178,51	2.113,64	2.093,96	
<b>Custos por período</b>						
<b>Investimento (\$1000)</b>	<b>T1</b>	935,00	1.079,00	1.047,00	1.031,00	863,00
	<b>T2</b>	458,00	292,00	276,00	348,00	458,00
	<b>T3</b>	-	-	-	-	-
<b>Manutenção (\$1000)</b>	<b>T1</b>	7,40	7,85	8,30	7,85	7,40
	<b>T2</b>	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20
	<b>T3</b>	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20
<b>Operação (\$1000)</b>	<b>T1</b>	18,57	18,38	22,45	18,75	32,70
	<b>T2</b>	38,39	42,09	42,01	36,33	38,28
	<b>T3</b>	62,78	59,26	64,64	52,54	56,94

De modo geral, a Tabela 4.8 mostra que os custos totais dos planos ótimos são menores daqueles obtidos com a simulação do Caso Base. Por exemplo, o custo total do grupo de 3 patamares é 32,59% menor daquele obtido no Caso Base. Já, o custo total do grupo de 200 patamares apresenta uma redução é ainda maior, cerca de 36,20%. A queda dos custos é mostrada na Figura 4.3.

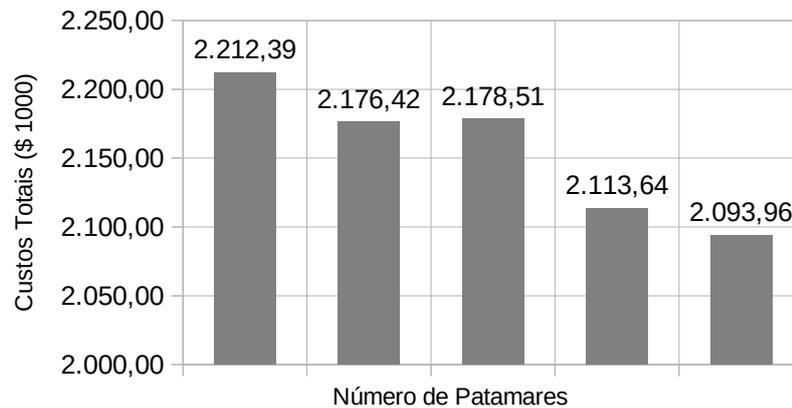


Figura 4.3: Custos totais dos planos ótimos do Caso A.

A queda dos custos totais, mostrada na Figura 4.3, está relacionada diretamente a forma como as perdas são representadas no modelo, que por sua vez, são influenciadas pelas escolhas dos recursos adequados à rede de distribuição. No Caso Base, a Figura 4.2 mostra que os períodos cujas perdas são baixas não são consideradas no modelo, diferente do que ocorre neste cenário. Neste caso, quando mais de um patamar é utilizado no modelo, mais acurados são os resultados obtidos com a execução do modelo de otimização. É possível notar, também, que os custos de investimento, manutenção e operação, em cada período, mostrados na Tabela 4.8, são menores daqueles apresentados no Caso Base, pelos mesmos motivos. A diferença da razão entre esses custos, considerando o grupo de duzentos patamares, são apresentados na Tabela 4.9.

Tabela 4.9: Percentual de redução dos custos de investimento, manutenção e operação entre a simulação do Caso A considerando o grupo de duzentos patamares e o Caso Base.

<i>Períodos</i>	<i>Custos (%)</i>		
	<i>Investimento</i>	<i>Manutenção</i>	<i>Operação</i>
<i>T1</i>	12,03%	0,00%	24,08%
<i>T2</i>	17,48%	0,00%	59,75%
<i>T3</i>	0,00%	0,00%	63,46%

A Tabela 4.9 mostra em quanto os custos de investimento, manutenção e operação são menores quando comparado aos custos simulados no Caso Base, ou seja, os custos de operação deste cenário, para o terceiro período (*T3*) são 63,46% menores daquele apresentado no Caso Base, para o mesmo período. Além disso, verifica-se que a utilização de mais de um patamar no modelo de PESD para este caso não impacta tanto nos custos de investimento quanto nos custos de operação, para os três períodos simulados com o grupo de duzentos patamares, quando comparados com o Caso Base. Com isso, pode-se concluir que os custos de operação são os mais impactados quando mais de um patamar é utilizado no modelo de

PESD.

Este caso, além de mostrar que os resultados obtidos com a simulação do Caso Base estão superestimados, conclui que a representação adequada da curva de demanda influencia na obtenção de alternativas de expansão de menor custo no planejamento do sistema de distribuição, mesmo quando a inserção de geração distribuída intermitente não é considerada no PESD.

#### 4.4.3. Caso B

Os resultados aqui apresentados consideram a representação por patamares da demanda e de geração de uma pequena central hidrelétrica (PCH) de 30MW. Como este trabalho considera apenas a compra de energia produzida por um produtor independente (PPI), o valor definido em contrato, por potência despachada na rede, é o mesmo da compra do mercado de energia. Além disso, essa unidade de geração foi adicionada ao nó 10, da Figura 4.1, para a realização das simulações. As opções de recursos obtidas com a execução do modelo de otimização, considerando o grupo de duzentos patamares e a inserção de geração distribuída de uma PCH, é mostrada na Tabela 4.10.

Tabela 4.10: Ramos substituídos e adicionados no Caso B.

<i>Ramos</i>		<i>Opção de Condutor por Período</i>			<i>Ramos</i>		<i>Opção de Condutor por Período</i>		
		<i>Ramos adicionados</i>					<i>Ramos adicionados</i>		
<i>De</i>	<i>Para</i>	<i>T1</i>	<i>T2</i>	<i>T3</i>	<i>De</i>	<i>Para</i>	<i>T1</i>	<i>T2</i>	<i>T3</i>
4	8	2	-	-	11	15	-	-	1
6	7	-	1	-	13	14	-	1	-
9	10	1	-	-	13	17	3	-	-
10	11	3	-	-	14	15	-	1	-

A Tabela 4.10 mostra as opções de condutores utilizados nos ramos adicionados e nos ramos substituíveis para três períodos *T1*, *T2* e *T3*, considerando a utilização do grupo de duzentos patamares, tanto para demanda quanto para a geração no modelo de otimização. Nesta tabela, observa-se que existe somente a adição de ramos no sistema teste, diferente do que ocorreu nos cenários anteriores. Essa situação influencia na obtenção de opções de investimentos de menor custo. Os resultados obtidos com a simulação deste cenário são mostrados na Tabela 4.11.

Tabela 4.11: Resultados do Caso B.

<i>Patamares de Carga</i>		<b>3</b>	<b>9</b>	<b>18</b>	<b>48</b>
<b><i>Custos Totais (\$ 1000)</i></b>		1.831,73	1.809,08	1.813,85	1.707,81
<b><i>Custos por período</i></b>					
<b><i>Investimento (\$1000)</i></b>	<b><i>T1</i></b>	707,00	774,00	839,00	707,00
	<b><i>T2</i></b>	430,00	388,00	384,00	420,00
	<b><i>T3</i></b>	106,00	0,00	0,00	0,00
<b><i>Manutenção (\$1000)</i></b>	<b><i>T1</i></b>	7,40	7,85	7,85	7,40
	<b><i>T2</i></b>	8,75	9,20	9,20	9,20
	<b><i>T3</i></b>	9,20	9,20	9,20	9,20
<b><i>Operação (\$1000)</i></b>	<b><i>T1</i></b>	17,68	20,34	17,31	24,42
	<b><i>T2</i></b>	30,45	35,51	30,96	30,26
	<b><i>T3</i></b>	41,95	45,68	39,56	39,26

A Tabela 4.11, além de mostrar o detalhamento dos custos de investimento, de manutenção e de operação, por período, para cada grupo de patamares, também mostra que os custos totais dos planos ótimos deste cenário são menores daqueles obtidos nos Casos Base e A. A Figura 4.4 mostra um comportamento semelhante ao apresentado na Figura 4.3 (Caso A), para diferentes grupos de patamares. Além dos custos totais dos planos ótimos deste serem menores daqueles apresentados do Caso Base, ele também mostra a tendência de apresentar custos totais menores se um número maior de patamares for utilizado no modelo.

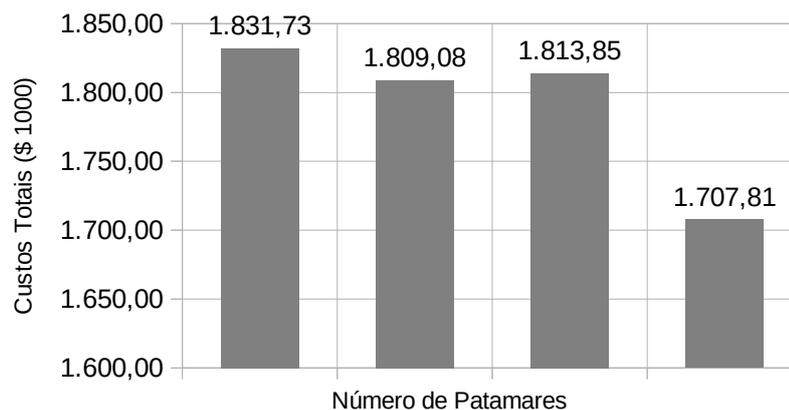


Figura 4.4: Custos totais dos planos ótimos do Caso B.

A utilização do grupo de duzentos patamares, na simulação do Caso B, apresenta alternativas de investimentos menores daquelas apresentadas para o Caso A. Ao comparar esse resultado com aquele obtido no Caso Base, observa-se um custo 48,09% menor. Já, ao comparar com aquele obtido no Caso A, resulta em um custo 18,44% inferior.

#### 4.4.4. Caso C

Os resultados aqui apresentados consideram a representação por patamares da demanda

e da curva de geração de uma pequena central fotovoltaica (PCF) de 4MWh, com início de operação a partir do período  $T2$ . O valor definido em contrato, por potência despachada na rede, é o mesmo daquele apresentado para o Caso B. Além disso, essa unidade de geração foi adicionada ao nó 10, da Figura 4.1, para realização das simulações.

Tabela 4.12: Resultados do Caso C.

<i>Patamares de Carga</i>		<b>3</b>	<b>9</b>	<b>18</b>	<b>48</b>
<b>Custos Totais (\$ 1000)</b>		2.080,50	2.056,29	2.084,86	1.915,00
<b>Custos por período</b>					
<b>Investimento (\$1000)</b>	<b>T1</b>	945,00	941,00	924,00	801,00
	<b>T2</b>	450,00	242,00	296,00	429,00
	<b>T3</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Manutenção (\$1000)</b>	<b>T1</b>	7,40	8,30	8,30	7,85
	<b>T2</b>	9,20	9,20	9,20	9,20
	<b>T3</b>	9,20	9,20	9,20	9,20
<b>Operação (\$1000)</b>	<b>T1</b>	18,49	24,30	22,49	21,50
	<b>T2</b>	33,81	48,16	46,88	36,66
	<b>T3</b>	48,41	66,97	66,55	49,30

As opções de recursos obtidas com a execução do modelo de otimização, considerando o grupo de duzentos patamares e a inserção de geração distribuída de tecnologia fotovoltaica, são as mesmas da apresentada na Tabela 4.11, do Caso B. Porém, os resultados obtidos com a simulação deste cenário, mostrados na Tabela 4.12, são maiores.

A Tabela 4.12, além de mostrar o detalhamento dos custos de investimento, de manutenção e de operação por período, para cada grupo de patamares, também mostra que os custos totais dos planos ótimos deste cenário são menores daqueles obtidos nos Casos Base e A. A Figura 4.5 mostra um comportamento semelhante ao apresentado no gráfico da Figura 4.4 (Caso B), para diferentes grupos de patamares, exceto que os custos deste cenário são superiores daqueles apresentados no Caso B.

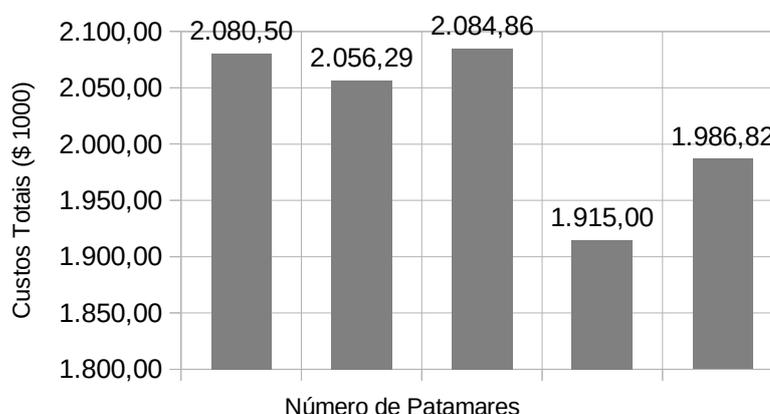


Figura 4.5: Custos totais dos planos ótimos do Caso C.

A Figura 4.5 mostra que os custos deste cenário são maiores dos apresentados no Caso

B porque a fonte primária da unidade de GD utilizada neste cenário fica disponível por algumas horas do dia, restringindo sua capacidade de geração, exigindo da empresa de distribuição de energia, a injeção de potência na rede.

A utilização do grupo de duzentos patamares, na simulação do Caso C, mesmo apresentando alternativas de investimentos maiores daquelas apresentadas no Caso B, também são menores daquelas apresentadas para o Caso A. Ao comparar esse resultado com aquele obtido no Caso Base, pode-se observar um custo 39,46% menor. Já, ao comparar com aquele obtido no Caso A, ele representa um custo 5,12% inferior.

#### 4.4.5. Comparação entre os casos

Os resultados obtidos nos cenários anteriores são analisados e comparados entre si a fim de verificar se a representação da curva da demanda e da geração por mais de um patamar pode influenciar no plano ótimo de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

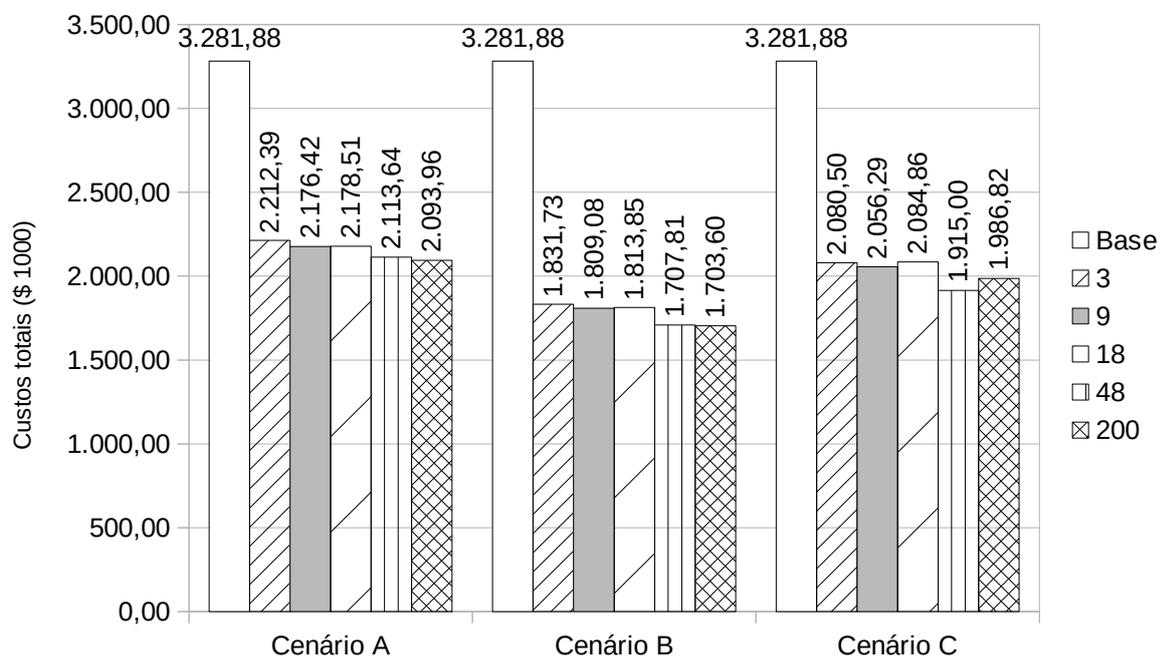


Figura 4.6: Valor presente dos custos totais, por grupo de patamares, em cada caso.

A Figura 4.6 mostra o valor presente dos custos totais obtidos nos Casos A, B e C, para cada grupo de patamares. Esses custos são compostos pelos custos de investimento, de manutenção e de operação da rede teste, incluindo os custos com a compra de energia elétrica da GD. É possível observar que as simulações baseadas em grupos de mais de um patamar apresentam custos menores daqueles que consideram somente a máxima demanda. Além disso, nota-se que os custos totais dos grupos de nove e dezoito patamares, nos três cenários, apresentam resultados semelhantes.

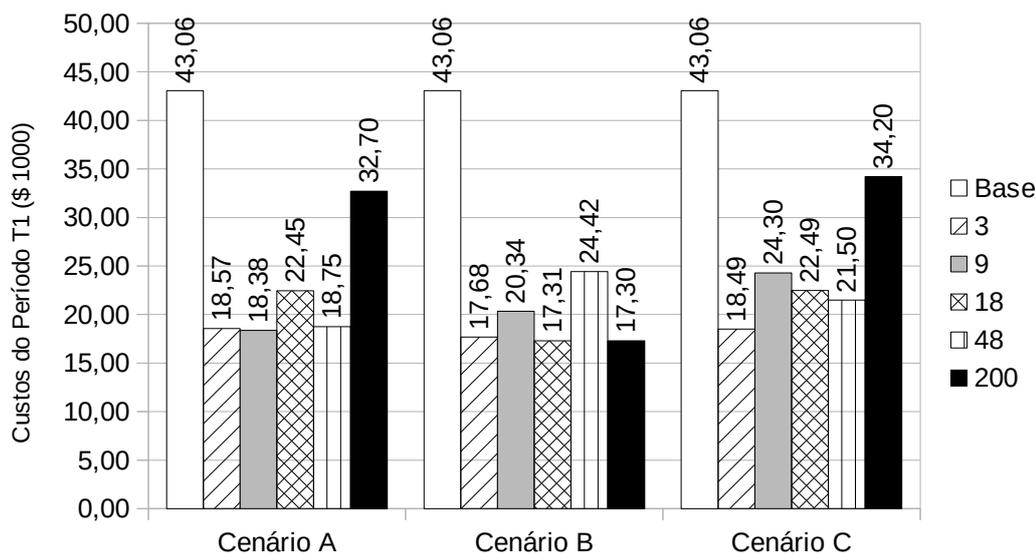


Figura 4.7: Custos de operação, por grupo de patamares, de cada caso.

Com isso, tem-se que a adoção de vários patamares no PESD influencia na redução dos custos da expansão da rede. Entretanto, ao analisar quais dos custos são mais impactados pela representação adequada das curvas de demanda e geração, verificou-se os custos de operação foram os mais afetados.

A Figura 4.7, mostra os custos de operação do período *T1*, para cada grupo de patamar. Observa-se no Caso A que o custo de operação, para o grupo de 200 patamares, é 24,06% menor do que o custo de operação do Caso Base. Da mesma forma, ao analisar o impacto da inserção de geração distribuída renovável nos custos da expansão da rede, utilizando o mesmo grupo de patamares, tem-se que os custos de operação, nos Casos B e C, são, respectivamente, 59,82% e 20,58% menores daquele apresentado no Caso Base. Os custos de operação do Caso C, para o grupo de duzentos patamares, são maiores daqueles apresentados para o Caso A porque os períodos de ausência da fonte primária de geração da PCF é adequadamente representada, conforme discutido no Capítulo 3, e, portanto, exigirá a interferência concessionária nesses períodos, injetando potência na rede.

Portanto, de maneira geral, e em conformidade com a discussão apresentada no Capítulo 3, durante o processo de redução de cenários para os diferentes grupos de patamares, confirma-se que quanto maior é o número de patamares utilizados para representar a curva de demanda e de geração, mais adequados serão as escolhas das opções de recurso, conseqüentemente, menores serão os custos de operação da rede de distribuição.

## 4.5. Impacto no tempo de processamento

A seguir será analisado o impacto no tempo de processamento da simulação do modelo

de planejamento quando os cinco grupos de patamares de carga e geração são utilizados para representar as curvas de demanda e geração, no sistema de distribuição de 18 nós.

O modelo é executado em um notebook *DELL*®, com processador Intel® *i7*, sétima geração, modelo 7700HQ, com frequência de 2,80GHz, 8 núcleos e 8GB de memória. A simulação foi feita considerando o parâmetro de configuração *solnpoolgap*, do GAMS® CPLEX®, com valor de 20%. O *solver* CPLEX® disponibiliza esse parâmetro para definir qual o percentual relativo da solução ideal esperado pelo usuário (ILOG, 2017). A Tabela 4.13 mostra os tempos de processamento das simulações dos cenários.

Tabela 4.13: Tempos de processamento dos Casos A, B e C na rede teste 18 nós.

<i>Patamares</i>	<b>3</b>	<b>9</b>	<b>18</b>	<b>48</b>	<b>200</b>
<b>Caso A</b>	00:00:34,03	00:02:42,94	00:17:26,46	02:41:26,65	32:18:41,26
<b>Caso B</b>	00:00:22,44	00:01:57,33	00:05:39,41	00:49:59,66	26:07:38,87
<b>Caso C</b>	00:00:29,58	00:05:58,62	00:18:25,63	01:33:26,02	25:13:42,13

A Tabela 4.13 mostra os tempos de processamento obtidos com a simulação dos Casos A, B e C para um os grupos de 3, 9, 18, 48 e 200 patamares utilizados para representar as curvas de demanda e geração no modelo. A Figura 4.8 mostra o gráfico dos tempos de processamento do modelo de PESD de cada cenário, por grupo de patamares, na rede teste de 18 nós.

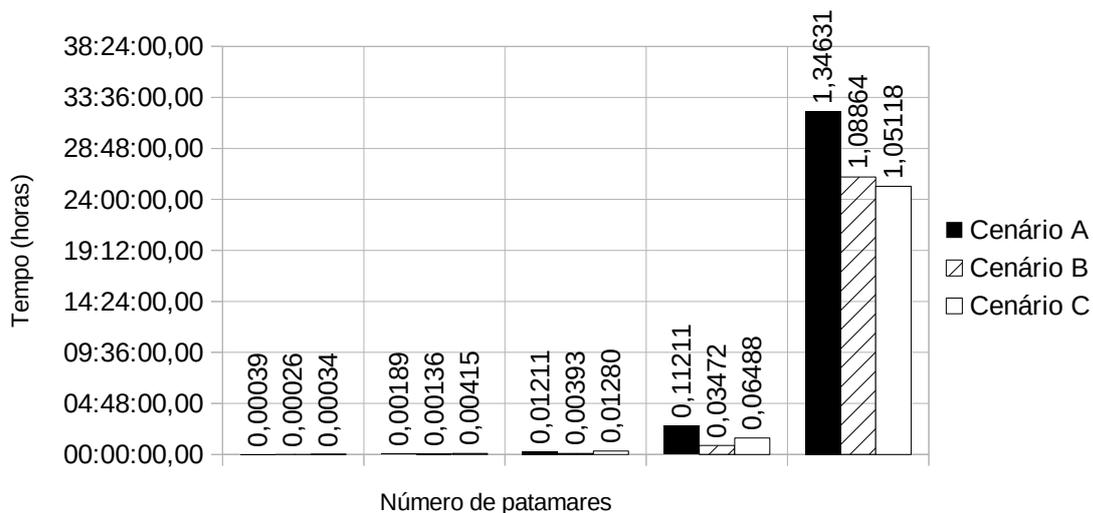


Figura 4.8: Tempo de processamento do modelo no Sistema de Distribuição de 18 barras.

Observa-se, na Figura 4.8, que os tempos de processamento, obtidos com a simulação dos Casos A, B e C, são inferiores a um dia e meio. Ao considerar que as simulações da expansão de um sistema de distribuição não exigem que resultados sejam apresentados rapidamente, pode-se considerar que esse tempo de resposta é aceitável para o problema de

planejamento da expansão quando 200 patamares são utilizados no modelo de otimização. Cabe ressaltar que o cluster com 200 patamares apresenta qualidade de agrupamento de quase 100%, ou seja, a curva de demanda e de geração são adequadamente representadas pelos valores centrais de cada cluster. O esforço computacional, exigido pelo problema de PESD, pode ser visto na Tabela 4.14.

Tabela 4.14: Esforço computacional da simulação do modelo de PESD para os diferentes grupos de patamares.

<b>Grupos</b>	<b>Variáveis</b>	
	<b>Simple</b>	<b>Discretas</b>
Base	2.773	522
3	7.393	666
9	21.253	1.098
18	42.043	1.746
48	111.343	3.906
200	462.463	14.850

Observa-se, na Tabela 4.14, o número de variáveis simples e discretas obtidas com a execução do modelo de otimização para o caso base e para os grupos de 3, 9, 18, 48 e 200 patamares. Pode-se perceber que, ao aumentar o número de patamares, o número de variáveis simples e discretas também aumentam. Neste caso, como o modelo de PESD é resolvido com programação linear inteira mista, o aumento no número de variáveis também é linear. Tem-se, então, que o esforço computacional do modelo resolvido para o grupo de duzentos patamares exigiu a criação de 462.463 variáveis simples e 368.667 equações, dentre as variáveis, 14.850 são discretas.

## 4.6. Conclusão

Este capítulo mostrou que a utilização de mais de um patamar no modelo de planejamento de expansão do sistema de distribuição além de permitir a obtenção de alternativas de expansão de menor custo devido a representação adequada das perdas do sistema, mostrou que os custos de operação são os mais afetados por essa representação. Além disso, mostrou que o tempo de processamento obtido com a execução do modelo de otimização é aceitável para o tamanho do sistema teste utilizado e que o maior impacto no tempo ocorreu quando o grupo de duzentos patamares foi utilizado no modelo. Além disso, um dos critérios visto nas simulações, que influenciam na decisão de escolha do número de patamares, está relacionado à qualidade dos agrupamentos obtidos com a redução dos cenários. Essa qualidade pode influenciar na representação adequada das curvas da demanda e de geração por um conjunto menor de patamares. A definição desse critério implica

diretamente no tempo de processamento do modelo, considerado outro critério para determinação do número de patamares, além do tamanho do sistema de distribuição. Enfim, O equilíbrio desses três critérios fornece um número aceitável de patamares que podem ser utilizados nos modelos.

# Capítulo 5

## Conclusões

### 5.1. Conclusões gerais do trabalho

Ao longo do presente trabalho foi determinado o número de clusters que represente adequadamente as curvas de demanda, em diferentes nós de uma rede de distribuição, e de produção de energia elétrica de unidades de geração distribuída não despachável, utilizando técnicas de clusterização não-supervisionada e foi avaliado como essa representação por clusters influencia nas alternativas de expansão obtidas com um modelo de PESD. O algoritmo  $k$ -médias foi utilizado no processo de obtenção de diferentes números de agrupamentos, pois apresenta o melhor tempo de processamento dentre os demais técnicas avaliadas. Além de determinar o número de patamares a ser utilizado pelo modelo de otimização, o algoritmo também foi utilizado para determinar a duração de cada patamar em relação as 8760 horas do ano.

O impacto nas opções de investimentos, obtidas com a execução modelo de otimização, foi avaliado para cada grupo distinto de patamares, obtidos com a técnica de redução de cenários. Identificou-se que quanto melhor é representada a curva de demanda, melhor são representadas as perdas do sistema, conseqüentemente, melhor são aplicados os recursos na rede de distribuição ao longo do horizonte de planejamento e menor são os custos de investimento das alternativas resultantes do modelo de otimização. Entretanto, a análise dos tempos de processamento, para cada grupo distinto de patamares, identificou que quanto maior for o número de patamares utilizado no modelo de otimização maior será o tempo de processamento necessário para obtenção das alternativas de expansão. Portanto, um equilíbrio entre o número de patamares e o tempo aceitável de processamento deve ser definido antes de executar o modelo. As análises foram realizadas a partir das simulações executadas em computador pessoal.

Com os resultados obtidos, conclui-se que a utilização de mais de um patamar para representar a demanda a ser atendida e a geração distribuída não despachável através da redução de cenário baseada em clusterização, viabiliza a obtenção de alternativas de expansão de menor custo no planejamento do sistema de distribuição, não desprezando um equilíbrio com o tempo de processamento do modelo.

## 5.2. Sugestões

Dentre as sugestões para o desenvolvimento de trabalhos futuros, destacam-se:

- Considerar, no modelo de planejamento, as durações dos patamares de cada carga em cada nó da rede de distribuição e não somente um valor padrão que represente a duração de todos os nós. Como cada nó, na rede de distribuição, tem um comportamento distinto dos outros, ao utilizar a duração das curvas de cada um desses nós, o modelo pode apresentar opções de investimentos mais detalhados.
- O algoritmo de clusterização, utilizado para realizar a redução de cenários, pode ser substituído por meta-heurísticas, clusterização baseada em densidade ou hierarquia e apresentar comparativos entre tempos de processamento e acuracidade de representação das curvas.
- Desenvolver um aplicativo que implemente a técnica de redução de cenário e o modelo matemático proposto neste trabalho aplicando os conceitos de processamento distribuído. Desta maneira, o modelo pode ser executado em mais de um computador de trabalho sem exigir, do planejador, conhecimentos específicos de computação para realizar a configuração do sistema.

# Referências Bibliográficas

- Asensio, M.; Munoz-Delgado, G.; Contreras, J. (2017). Bi-level Approach to Distribution Network and Renewable Energy Expansion Planning considering Demand Response, *IEEE Transactions on Power Systems* **32**(6): 4298-4309.
- Ausgrid. Distribution Zone Substation Information. Acesso em: setembro/16.  
Disponível em: <http://www.ausgrid.com.au>
- Banfield, J. D., Raftery, A. E. (1993). Model-based Gaussian and non-Gaussian clustering. *Biometrics* **49**: 803–821.
- Baringo, L.; Conejo, A. J. (2013). Correlated wind-power production and electric load scenarios for investment decisions, *Applied Energy* **101**: 475–482.
- Campbell, J. G., Fraley, C., Murtagh, F., Raftery, A. E. (1997). Linear flaw detection in woven textiles using model-based clustering. *Pattern Recognition Lett.* **18**: 1539–1548.
- Chen, J., Li, W., Lau, A., Cao, J., Wang, K. (2010). Automated load curve data cleansing in power systems. *IEEE Transaction on smart grid* **1**(2): 213–221.
- Cluster Analysis. Resources for Online Courses. The Pennsylvania State University. Acesso em: agosto/17.  
Disponível em: <https://onlinecourses.science.psu.edu/stat505/book/export/html/138>
- Dasgupta, A., Raftery, A. E. (1998). Detecting features in spatial point processes with clutter via model-based clustering. *J. Amer. Stat. Assoc* **93**: 294–302.
- Domínguez, R.; Conejo, A. J., Carrión, M. (2015). Toward fully renewable electric energy systems. *IEEE Transactions on Power Systems* **30**(1): 316–326.
- Duan, R. C., Wang, F. H., Zhang, J., Huang, R. H., Zhang, X. (2015). Data mining & pattern recognition of voltage sag based on K-means clustering algorithm. *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, CO, pp. 1–5.
- Duda, R. O., Hart, P. E., Stork, D. G. (2001). Pattern Classification. Wiley Interscience.
- Dupačová, J., Gröwe-Kuska, N., Römisch, W. (2003). Scenario reduction in stochastic programming. *Mathematical Programming* **95**(3): 493–511.
- El-Fouly, T. H. M., Zeineldin, H. H., El-Saadany, E. F., Salama, M. M. A. (2008). A new optimization model for distribution substation siting, sizing, and timing. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* **30**(5): 308–315.
- Elia, B. T. S. O. Solar-PV Power Generation Data. Acesso em: abril/17.  
Disponível em: <http://www.elia.be/en/grid-data/power-generation/Solar-power-generation-data/Graph>
- Farrag, M.A., El-Metwally, M.M. e El-Bages, M.S. (1999). A new model for distribution system planning, *Electrical Power & Energy System* **21**:523-531.
- Fletcher, R. H.; Strunz, K. Optimal Distribution System Horizon Planning-Part I: Formulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 2, p. 791–799, 2007.
- Forgy, E. E. (1965). Cluster analysis of multivariate data: efficiency vs interpretability of classifications. *Biometrics* **21**: 768–769.
- Fraley, C., Raftery, A. E. (1998). How Many Clusters? Which Clustering Method? Answers Via Model-Based Cluster Analysis. *The Computer Journal* **41**(8): 578–588.
- Francisquini, A. A. (2006). *Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição*. Dissertação de mestrado, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, São Paulo.
- ILOG. (2017). Solution Pool: Generating and Keeping Multiple Solutions. Acesso em: dezembro/2017.  
Disponível em: <http://www-eio.upc.es/lceio/manuals/cplex-11/html/usrcplex/solnpool.ht>

ml

- Georgilakis, P. S., Hatziargyriou, Nikos D. (2015). A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research. *Electric Power Systems Research* **121**: 89–100.
- Gönen, T., Foote, B. L. (1981). Distribution-system planning using mixed-integer programming. *IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution* **128**(2): 70–79.
- Gönen, T., Ramirez-Rosado, I. J. (1986). Review of distribution system planning models: a model for optimal multistage planning. *IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution* **133**(7): 397–408.
- Haffner, S., Pereira, L. F., Lemos, F. A. B., de Lima, A. L. Brixius, C. A. Giron, L. R. (2004). Optimization model for expansion planning of distribution systems, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, (IEEE Cat. No. 04EX956)*, São Paulo, Brasil, pp. 457–463.
- Haffner, S., Pereira, L. F. A., Pereira, L. A., Barreto, L. S. (2008a). Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation - Part I: Problem formulation. *IEEE Transactions on Power Delivery* **23**(2): 915–923.
- Haffner, S., Pereira, L. F. A., Pereira, L. A., Barreto, L. S. (2008b). Multistage Model for Distribution Expansion Planning with Distributed Generation - Part II: Numerical Results. *IEEE Transactions on Power Delivery* **23**(2): 924–929.
- Han, J., Kammer, M., Pei, J. (2012). *Data Mining - Concepts and Techniques. 3 Edition*, chapter Cluster Analysis: Basic Concepts and Methods, pp. 443–487.
- Hartigan, J. A. and Wong, M. A. (1979). A K-means clustering algorithm. *Applied Statistics* **28**: 100–108.
- Heitsch, H., Römisch, W. (2007). A note on scenario reduction for two-stage stochastic programs. *Operations Research Letters* **35**(6): 731–738
- Hincapie, R. A., Granada, M., Gallego, R. A. (2016) Optimal planning of secondary distribution systems considering distributed generation and network reliability. *2016 IEEE ANDESCON*, Arequipa, Peru, pp. 1–4.
- Hino, H., Shen, H., Murata, N., Wakao, S., Hayashi, Y. (2013). A Versatile Clustering Method for Electricity Consumption Pattern Analysis in Households. *IEEE Transactions on Smart Grid* **4**(2): 1048 – 1057.
- Jiang, L., Hua, Y., Ma, C., Liu, X. (2017). SunChase: Energy-Efficient Route Planning for Solar-Powered Evs. *IEEE 37th International Conference on Distributed Computing Systems (ICDCS)*, Atlanta, GA, pp. 383–393.
- Junior, B. R. Pereira, Cossi, A. M., Contreras, J., Mantovani, J. R. Sanches. (2014). Multiobjective multistage distribution system planning using tabu search. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 8, n. 1, p. 35–45, 2014.
- Kagan, N., Oliveira, C. C. B., Robba, E. J. (2010). *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, Blucher, São Paulo, Brasil.
- Khator, S. K., Leung, L. C. (1997). Power distribution planning: a review of models and issues. *IEEE Transactions on Power Systems* **12**(3): 1151–1159
- Liu, B., He, J., Liu, G. (2010). A study on conditions analysis of power plant based on data mining. *2nd International Asia Conference on Informatics in Control, Automation and Robotics (CAR 2010)*, Wuhan, pp. 161–165.
- Lloyd, S. P. (1957, 1982) Least squares quantization in PCM. Technical Note, Bell Laboratories. Published in 1982 in *IEEE Transactions on Information Theory* **28**: 128–137.
- Lotero, R. C., Contreras, J. (2011). Distribution system planning with reliability. *IEEE Transactions on Power Delivery* **26**(4): 2552–2562.

- Machado, L. A. W. (2013) *Análise do impacto de parâmetros regulatórios e de mercado no planejamento da expansão de sistemas de distribuição com geração distribuída*, Dissertação de mestrado, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, Brasil.
- MacQueen, J. (1967). Some methods for classification and analysis of multivariate observations. *In Proceedings of the Fifth Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability*, eds L. M. Le Cam & J. Neyman, 1, pp. 281–297. Berkeley, CA: University of California Press.
- Maimon, O., Rokach, L. (2010). *Data Mining and Knowledge Discovery Handbook. Second Edition*, chapter A survey of Clustering Algorithms, pp. 269–295.
- Minitab Inc. (2018). Dendograma. Acesso em: janeiro/2018. Disponível em: <https://support.minitab.com/pt-br/minitab/18/help-and-how-to/modeling-statistics/multivariate/how-to/cluster-observations/interpret-the-results/all-statistics-and-graphs/dendrogram/>
- Murtagh, F., Raftery, A. E. (1984). Fitting straight lines to point patterns. *Pattern Recognition*, **17**: 479–483.
- Oliveira, M. L. de. (2010). *Planejamento Integrado da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, Tese de doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, Brasil.
- OMIE, O. P. E. S. A. Precio horario del mercado. Acesso em: outubro/2017. Disponível em: <http://www.omie.es>
- Pacula, M. (2017). k-means clustering example (Python). Acesso em: agosto/17. Disponível em: <http://blog.mpacula.com/2011/04/27/k-means-clustering-example-python>
- Popović, Ž. N., Kerleta, V. Dj., Popović, D. S. (2014). Hybrid simulated annealing and mixed integer linear programming algorithm for optimal planning of radial distribution networks with distributed generation. *Electric Power Systems Research* **108**: 211–222.
- Ramirez-Rosado, I. J.; Dominguez-Navarro, J. A. (2006). New Multiobjective Tabu Search Algorithm for Fuzzy Optimal Planning of Power Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems* **21**(1): 224–233.
- Romero, M., Gallego, L., Pavas, A. (2012). Fault zones location on distribution systems based on clustering of voltage sags patterns. *IEEE 15th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Hong Kong, pp. 486–493.
- Santos, F. J. (2013). *Planejamento de Redes de Distribuição Considerando Geração Distribuída*, Dissertação de mestrado, Universidade de Brasília, Brasília, Distrito Federal, Brasil.
- Sousa, J. (2013). *Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica através de um modelo de Programação Linear Inteiro Misto (plim)*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Ilha Solteira, São Paulo, Brasil.
- Souza, A. R. R. de. (2009). *Conexão de geração distribuída em redes de distribuição*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Paraná, Brasil.
- Souza, M. E. M. de. (2014). *Inserção de Microgeração Distribuída nas Redes de Baixa Tensão: Implantação de Telhados Solares - Estudo de Caso Real*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.
- STHDA, Statistical tools for high-throughput data analysis. (2018). DBSCAN: density-based clustering for discovering clusters in large datasets with noise - Unsupervised Machine Learning. Acesso em: janeiro/2018. Disponível em: <http://www.sthda.com/english/wiki/print.php?id=246>
- Taroco, C. G. (2014). *Planejamento Integrado de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Robustos com Geração Distribuída*, Tese de doutorado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

- Temraz, H. K., Quintana, V. H. (1993). Distribution system expansion planning models: An overview. *Electric Power Systems Research* **26**(1): 61–70.
- Wang, D. Tse-Chi, Ochoa, L. F., Harrison, G. P. (2011). Modified GA and data envelopment analysis for multistage distribution network expansion planning under uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems* **26**(2): 897–904.
- Wang, J., Xiao, L., Shi, J. (2014). The combination forecasting of electricity price based on price spikes processing: A case study in South Australia. *Abstract and Applied Analysis* **2014**.
- Wang, Y., Lu, Z., Qiao, Y., Cui, Z., Sun, R. (2016). Wind power curtailment evaluation based on EOF and hierarchical clustering method. *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Beijing, pp. 1–6.
- Wang, Y. Y., Zeng, X. J., Dong, Z. Y., Xu, Y., Yuan, J., Huang, Y. (2013). Stator Single-Phase-to-Ground Fault Protection for Bus-connected Powerformers Based on Hierarchical Clustering Algorithm. *IEEE Transactions on Energy Conversion* **28**(4): 991–998.
- Wogrin, S., Dueñas, P., Delgadillo, A., Reneses, J. (2014). A new approach to model load levels in electric power systems with high renewable penetration. *IEEE Transactions on Power Systems* **29**(5): 2210–2218.
- Yang, J., Zhao, J., Wen F., Dong, Z. (2018). A Model of Customizing Electricity Retail Prices Based on Load Profile Clustering Analysis. *IEEE Transactions on Smart Grid*.
- Yang, Y., Hu, W., Min, Y., Luo, W., Ge, W., Wang, Z. (2013). Outlier detection based on improved SOM and its application in power system. *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Vancouver, BC, pp. 1–5.
- Zhao, H., Wang, Z. Yu, D. C., Chen, X. (2007). New Formulations and Hybrid Algorithms for Distribution System Planning. *Electric Power Components and Systems* **35**(4): 445–460.

# Apêndice A

## Dados da redução de cenários

Neste apêndice são apresentados os dados de carga e geração obtidos com a aplicação das técnicas de redução de cenários  $k$ -médias (Baringo; Conejo, 2013; Domínguez; Conejo; Carrión, 2015; Haffner *et al.*, 2008b) em uma rede de teste de 18 nós e os respectivos dados de representação das curvas de demanda e geração. São cinco os grupos de patamares de carga e de geração:

- **Grupo 1:** é composto por três patamares de carga e de geração. Os dados dos patamares de carga são mostrados na Tabela A.1 e os dados dos patamares de geração são mostrados na Tabela A.2. Os dados das durações e das tarifas dos patamares de carga são mostrados na Tabela A.3. A tarifação dos patamares de geração seguem os mesmos valores que foram definidos pela concessionária para cada patamar de carga.

Tabela A.1: Patamares de carga do Grupo 1.

<i>Período</i>	<i>Nível</i>	<i>D1</i>	<i>D2</i>	<i>D3</i>	<i>D4</i>	<i>D5</i>	<i>D6</i>	<i>D7</i>	<i>D8</i>
<b>T1</b>	LL1	0,23433	-	-	0,64633	1,11533	1,51333	-	0,02900
	LL2	0,10302	-	-	0,34828	0,36071	0,66653	-	0,01288
	LL3	0,06948	-	-	0,23917	0,21903	0,46651	-	0,00856
<b>T2</b>	LL1	0,23433	0,40667	1,04633	0,64633	1,11533	1,51333	0,55733	0,02900
	LL2	0,10302	0,09383	0,54097	0,34828	0,36071	0,66653	0,22321	0,01288
	LL3	0,06948	0,03271	0,38027	0,23917	0,21903	0,46651	0,15752	0,00856
<b>T3</b>	LL1	0,23433	0,40667	1,04633	0,64633	1,11533	1,51333	0,55733	0,02900
	LL2	0,10302	0,09383	0,54097	0,34828	0,36071	0,66653	0,22321	0,01288
	LL3	0,06948	0,03271	0,38027	0,23917	0,21903	0,46651	0,15752	0,00856

<i>Período</i>	<i>Nível</i>	<i>D9</i>	<i>D10</i>	<i>D11</i>	<i>D12</i>	<i>D13</i>	<i>D14</i>	<i>D15</i>	<i>D16</i>
<b>T1</b>	LL1	0,78433	-	0,73767	0,79000	0,81767	-	-	1,00633
	LL2	0,32125	-	0,35050	0,36091	0,35752	-	-	0,57495
	LL3	0,20041	-	0,25422	0,25490	0,25512	-	-	0,43791
<b>T2</b>	LL1	0,78433	1,78933	1,47533	0,79000	1,63533	0,78500	0,77033	1,00633
	LL2	0,32125	0,78746	0,70100	0,36091	0,71504	0,52564	0,35498	0,57495
	LL3	0,20041	0,52698	0,50844	0,25490	0,51024	0,40638	0,24134	0,43791
<b>T3</b>	LL1	1,56867	3,57867	2,95067	0,79000	3,27067	1,57000	1,54067	1,00633
	LL2	0,64250	1,57492	1,40200	0,36091	1,43008	1,05128	0,70996	0,57495
	LL3	0,40082	1,05396	1,01688	0,25490	1,02048	0,81276	0,48268	0,43791

Tabela A.2: Patamares de geração do Grupo 1.

<i>Gerador</i>	<i>T1</i>			<i>T2</i>			<i>T3</i>		
	<i>GL1</i>	<i>GL2</i>	<i>GL3</i>	<i>GL1</i>	<i>GL2</i>	<i>GL3</i>	<i>GL1</i>	<i>GL2</i>	<i>GL3</i>
PCF	-	-	-	0,6748	0,2733	0,0103	1,9858	0,8452	0,0525
PCH	9,1781	6,4305	3,6683	8,9435	5,6861	2,7467	9,0078	5,4461	2,1298

Tabela A.3: Duração e tarifa dos patamares de carga do Grupo 1. Fonte: Adaptado de Haffner *et al.* (2008b).

<i>Nível</i>	<i>Duração (h/ano)</i>	<i>Tarifa (\$/MWh)</i>
LL1	1262	50
LL2	3662	40
LL3	3835	30-

A Tabela A.1 mostra os patamares de carga de cada nó da rede teste para os períodos *T1*, *T2* e *T3* considerando a redução de cenários a três patamares: *LL1*, *LL2* e *LL3*. Já a Tabela A.2 mostra os patamares de geração de cada gerador distribuído para os períodos *T1*, *T2* e *T3* considerando a redução de cenários a três patamares: *GL1*, *GL2* e *GL3*. Por fim, a Tabela A.3 mostra o custo de cada patamar de carga cobrado pela concessionária e a duração de cada patamar ao longo das 8760 horas do ano. Os dados das durações são representados pela frequência de ocorrência de cada patamar de carga obtido com a aplicação da técnica de clusterização *k*-médias e os dados das tarifas, aplicada a cada patamar de carga, são obtidos de Haffner *et al.* (2008).

- **Grupo 2:** é composto por nove patamares de carga e de geração. Os dados dos patamares de carga e de geração são mostrados nas Tabelas A.4 e A.5. Os dados das durações e das tarifas dos patamares de carga são mostrados na Tabela A.6. O processo para determinar a duração dos níveis de carga para este grupo segue os mesmos princípios aplicados no Grupo 1. A tarifação dos patamares de geração seguem os mesmos valores que foram definidos pela concessionária para cada patamar de carga.

Tabela A.4: Patamares de carga do Grupo 2.

<i>Nó</i>	<i>Período</i>	<i>LL1</i>	<i>LL2</i>	<i>LL3</i>	<i>LL4</i>	<i>LL5</i>	<i>LL6</i>	<i>LL7</i>	<i>LL8</i>	<i>LL9</i>
<b>D1</b>	<i>T1</i>	0,20012	0,15436	0,12665	0,10934	0,09528	0,08336	0,07245	0,06200	0,05043
	<i>T2</i>	0,20012	0,15436	0,12665	0,10934	0,09528	0,08336	0,07245	0,06200	0,05043
	<i>T3</i>	0,20012	0,15436	0,12665	0,10934	0,09528	0,08336	0,07245	0,06200	0,05043
<b>D2</b>	<i>T1</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>T2</i>	0,34598	0,25764	0,20223	0,16627	0,13180	0,09928	0,07992	0,04592	0,02705
	<i>T3</i>	0,34598	0,25764	0,20223	0,16627	0,13180	0,09928	0,07992	0,04592	0,02705
<b>D3</b>	<i>T1</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>T2</i>	0,88031	0,74178	0,65171	0,58755	0,52875	0,47189	0,41653	0,35930	0,29724
	<i>T3</i>	0,88031	0,74178	0,65171	0,58755	0,52875	0,47189	0,41653	0,35930	0,29724
<b>D4</b>	<i>T1</i>	0,55414	0,47685	0,41989	0,38064	0,34933	0,31663	0,28308	0,24069	0,20476
	<i>T2</i>	0,55414	0,47685	0,41989	0,38064	0,34933	0,31663	0,28308	0,24069	0,20476
	<i>T3</i>	0,55414	0,47685	0,41989	0,38064	0,34933	0,31663	0,28308	0,24069	0,20476
<b>D5</b>	<i>T1</i>	0,70510	0,58833	0,51864	0,45397	0,38523	0,32519	0,26844	0,21783	0,17640
	<i>T2</i>	0,70510	0,58833	0,51864	0,45397	0,38523	0,32519	0,26844	0,21783	0,17640
	<i>T3</i>	0,70510	0,58833	0,51864	0,45397	0,38523	0,32519	0,26844	0,21783	0,17640
<b>D6</b>	<i>T1</i>	1,17514	1,00032	0,83691	0,72477	0,63918	0,56334	0,50191	0,43405	0,35420
	<i>T2</i>	1,17514	1,00032	0,83691	0,72477	0,63918	0,56334	0,50191	0,43405	0,35420
	<i>T3</i>	1,17514	1,00032	0,83691	0,72477	0,63918	0,56334	0,50191	0,43405	0,35420
<b>D7</b>	<i>T1</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>T2</i>	0,41538	0,32477	0,27784	0,24614	0,22239	0,20024	0,17432	0,15215	0,11865
	<i>T3</i>	0,41538	0,32477	0,27784	0,24614	0,22239	0,20024	0,17432	0,15215	0,11865
<b>D8</b>	<i>T1</i>	0,02292	0,01795	0,01537	0,01378	0,01247	0,01100	0,00936	0,00773	0,00580
	<i>T2</i>	0,02292	0,01795	0,01537	0,01378	0,01247	0,01100	0,00936	0,00773	0,00580
	<i>T3</i>	0,02292	0,01795	0,01537	0,01378	0,01247	0,01100	0,00936	0,00773	0,00580
<b>D9</b>	<i>T1</i>	0,56390	0,49732	0,44434	0,38461	0,32449	0,27072	0,22635	0,18867	0,14794
	<i>T2</i>	0,56390	0,49732	0,44434	0,38461	0,32449	0,27072	0,22635	0,18867	0,14794
	<i>T3</i>	0,56390	0,49732	0,44434	0,38461	0,32449	0,27072	0,22635	0,18867	0,14794
<b>D10</b>	<i>T1</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>T2</i>	0,76167	0,60540	0,52022	0,45703	0,40563	0,35895	0,30696	0,25750	0,20289
	<i>T3</i>	1,52334	1,21080	1,04044	0,91406	0,81126	0,71790	0,61392	0,51500	0,40578
<b>D11</b>	<i>T1</i>	0,62749	0,55144	0,50527	0,47314	0,43762	0,38122	0,32803	0,28088	0,23057
	<i>T2</i>	1,25498	1,10288	1,01054	0,94628	0,87524	0,76244	0,65606	0,56176	0,46114
	<i>T3</i>	2,50996	2,20576	2,02108	1,89256	1,75048	1,52488	1,31212	1,12352	0,92228
<b>D12</b>	<i>T1</i>	0,66939	0,58243	0,50188	0,44213	0,38901	0,34796	0,31301	0,26309	0,21884
	<i>T2</i>	0,66939	0,58243	0,50188	0,44213	0,38901	0,34796	0,31301	0,26309	0,21884
	<i>T3</i>	0,66939	0,58243	0,50188	0,44213	0,38901	0,34796	0,31301	0,26309	0,21884
<b>D13</b>	<i>T1</i>	0,65025	0,54708	0,47039	0,40770	0,36092	0,32347	0,28771	0,24952	0,20015
	<i>T2</i>	1,30050	1,09416	0,94078	0,81540	0,72184	0,64694	0,57542	0,49904	0,40030
	<i>T3</i>	2,60100	2,18832	1,88156	1,63080	1,44368	1,29388	1,15084	0,99808	0,80060
<b>D14</b>	<i>T1</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>T2</i>	0,70691	0,65433	0,61660	0,58355	0,54928	0,51080	0,46869	0,41889	0,37664
	<i>T3</i>	1,41382	1,30866	1,23320	1,16710	1,09856	1,02160	0,93738	0,83778	0,75328
<b>D15</b>	<i>T1</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>T2</i>	0,68037	0,54056	0,47045	0,41339	0,36806	0,32154	0,27904	0,23307	0,18873
	<i>T3</i>	1,36074	1,08112	0,94090	0,82678	0,73612	0,64308	0,55808	0,46614	0,37746
<b>D16</b>	<i>T1</i>	0,87652	0,78999	0,73139	0,66607	0,59343	0,52747	0,47297	0,41848	0,34442
	<i>T2</i>	0,87652	0,78999	0,73139	0,66607	0,59343	0,52747	0,47297	0,41848	0,34442
	<i>T3</i>	0,87652	0,78999	0,73139	0,66607	0,59343	0,52747	0,47297	0,41848	0,34442

Tabela A.5: Patamares de geração do Grupo 2.

<i>Unit</i>	<i>Ano</i>	<i>GL1</i>	<i>GL2</i>	<i>GL3</i>	<i>GL4</i>	<i>GL5</i>	<i>GL6</i>	<i>GL7</i>	<i>GL8</i>	<i>GL9</i>
PCF	T1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	T2	0,7469	0,5011	0,4165	0,3353	0,2576	0,1854	0,1209	0,0649	0,0010
	T3	2,5446	2,1606	1,7970	1,4974	1,1683	0,8527	0,5489	0,2544	0,0109
PCH	T1	9,5452	9,1184	8,3266	7,2994	6,3373	5,4903	4,6182	3,1800	0,1164
	T2	9,2066	7,9524	6,7391	5,9365	5,2133	4,6360	3,9223	3,1239	2,0415
	T3	9,4028	8,3895	7,1604	6,3137	5,4604	4,7163	3,4930	2,7326	0,0216

Tabela A.6: Duração e tarifa dos patamares de carga do Grupo 2.

<i>Nível</i>	<i>Duração (h/ano)</i>	<i>Tarifa (\$/MWh)</i>	<i>Nível</i>	<i>Duração (h/ano)</i>	<i>Tarifa (\$/MWh)</i>	<i>Nível</i>	<i>Duração (h/ano)</i>	<i>Tarifa (\$/MWh)</i>
LL1	226	52,12	LL2	485	51,66	LL3	754	51,21
LL4	850	51,21	LL5	974	50,37	LL6	1061	48,33
LL7	1430	49,70	LL8	1680	51,07	LL9	1299	51,00

A Tabela A.4 mostra os patamares de carga de cada nó da rede teste para os períodos *T1*, *T2* e *T3* considerando a redução de cenários a nove patamares: *LL1* a *LL9*. Já a Tabela A.5 mostra os patamares de geração de cada gerador distribuído para os períodos *T1*, *T2* e *T3* considerando a redução de cenários a nove patamares: *GL1* a *GL9*. Por fim, a Tabela A.6 mostra o custo de cada patamar de carga cobrado pela concessionária e sua respectiva duração ao longo das 8760 horas do ano. Os dados das durações deste grupo são obtidos de forma equivalente ao processo adotado para o Grupo 1. Já, os dados das tarifas, aplicada a cada patamar de carga, são obtidos de OMIE (2017).

- **Grupo 3:** é composto por dezoito patamares de carga e de geração. Os dados dos patamares de carga e geração são mostrados nas Tabelas A.7 e A.8. Os dados das durações e das tarifas dos patamares de carga são mostrados na Tabela A.9. O processo para determinar a duração dos níveis de carga e a tarifação dos patamares de carga e geração para este grupo segue os mesmos princípios aplicados no Grupo 2.

Tabela A.7: Patamares de carga do Grupo 3.

<i>Nó</i>	<i>Período</i>	<i>LL1</i>	<i>LL2</i>	<i>LL3</i>	<i>LL4</i>	<i>LL5</i>	<i>LL6</i>	<i>LL7</i>	<i>LL8</i>	<i>LL9</i>
<b>D1</b>	<i>T1</i>	0,20926	0,17582	0,15097	0,13399	0,12259	0,11333	0,10528	0,09850	0,09271
	<i>T2</i>	0,20926	0,17582	0,15097	0,13399	0,12259	0,11333	0,10528	0,09850	0,09271
	<i>T3</i>	0,20926	0,17582	0,15097	0,13399	0,12259	0,11333	0,10528	0,09850	0,09271
<b>D2</b>	<i>T1</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>T2</i>	0,37324	0,32124	0,27066	0,24081	0,21632	0,19461	0,17549	0,15758	0,14203
	<i>T3</i>	0,37324	0,32124	0,27066	0,24081	0,21632	0,19461	0,17549	0,15758	0,14203
<b>D3</b>	<i>T1</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>T2</i>	0,93193	0,81544	0,74037	0,68479	0,64079	0,60500	0,57487	0,54346	0,51432
	<i>T3</i>	0,93193	0,81544	0,74037	0,68479	0,64079	0,60500	0,57487	0,54346	0,51432

Continua

Continua										
<i>Nó</i>	<i>Período</i>	<i>LL1</i>	<i>LL2</i>	<i>LL3</i>	<i>LL4</i>	<i>LL5</i>	<i>LL6</i>	<i>LL7</i>	<i>LL8</i>	<i>LL9</i>
<b>D4</b>	<b>T1</b>	0,61345	0,57223	0,53611	0,50606	0,48047	0,45715	0,43670	0,41886	0,40160
	<b>T2</b>	0,61345	0,57223	0,53611	0,50606	0,48047	0,45715	0,43670	0,41886	0,40160
	<b>T3</b>	0,61345	0,57223	0,53611	0,50606	0,48047	0,45715	0,43670	0,41886	0,40160
<b>D5</b>	<b>T1</b>	0,72718	0,64382	0,59706	0,56506	0,53815	0,51425	0,48985	0,46091	0,43143
	<b>T2</b>	0,72718	0,64382	0,59706	0,56506	0,53815	0,51425	0,48985	0,46091	0,43143
	<b>T3</b>	0,72718	0,64382	0,59706	0,56506	0,53815	0,51425	0,48985	0,46091	0,43143
<b>D6</b>	<b>T1</b>	1,28226	1,12079	1,01421	0,91399	0,82794	0,75929	0,70521	0,65951	0,61615
	<b>T2</b>	1,28226	1,12079	1,01421	0,91399	0,82794	0,75929	0,70521	0,65951	0,61615
	<b>T3</b>	1,28226	1,12079	1,01421	0,91399	0,82794	0,75929	0,70521	0,65951	0,61615
<b>D7</b>	<b>T1</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>T2</b>	0,51063	0,45154	0,41113	0,37580	0,34363	0,31635	0,29115	0,27103	0,25303
	<b>T3</b>	0,51063	0,45154	0,41113	0,37580	0,34363	0,31635	0,29115	0,27103	0,25303
<b>D8</b>	<b>T1</b>	0,02842	0,02729	0,02627	0,02548	0,02433	0,02309	0,02159	0,02008	0,01881
	<b>T2</b>	0,02842	0,02729	0,02627	0,02548	0,02433	0,02309	0,02159	0,02008	0,01881
	<b>T3</b>	0,02842	0,02729	0,02627	0,02548	0,02433	0,02309	0,02159	0,02008	0,01881
<b>D9</b>	<b>T1</b>	0,62106	0,55109	0,51195	0,47999	0,44824	0,41277	0,37842	0,34649	0,32080
	<b>T2</b>	0,62106	0,55109	0,51195	0,47999	0,44824	0,41277	0,37842	0,34649	0,32080
	<b>T3</b>	0,62106	0,55109	0,51195	0,47999	0,44824	0,41277	0,37842	0,34649	0,32080
<b>D10</b>	<b>T1</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>T2</b>	0,77657	0,64751	0,58090	0,53258	0,49238	0,45824	0,42737	0,40104	0,37540
	<b>T3</b>	1,55314	1,29502	1,16180	1,06516	0,98476	0,91648	0,85474	0,80208	0,75080
<b>D11</b>	<b>T1</b>	0,64332	0,57500	0,53807	0,50697	0,48392	0,46205	0,43825	0,40337	0,37748
	<b>T2</b>	1,28664	1,15000	1,07614	1,01394	0,96784	0,92410	0,87650	0,80674	0,75496
	<b>T3</b>	2,57328	2,30000	2,15228	2,02788	1,93568	1,84820	1,75300	1,61348	1,50992
<b>D12</b>	<b>T1</b>	0,71290	0,63510	0,57762	0,52281	0,48678	0,45730	0,42834	0,40162	0,38087
	<b>T2</b>	0,71290	0,63510	0,57762	0,52281	0,48678	0,45730	0,42834	0,40162	0,38087
	<b>T3</b>	0,71290	0,63510	0,57762	0,52281	0,48678	0,45730	0,42834	0,40162	0,38087
<b>D13</b>	<b>T1</b>	0,71343	0,62613	0,56849	0,52409	0,48244	0,44746	0,41412	0,38624	0,36073
	<b>T2</b>	1,42686	1,25226	1,13698	1,04818	0,96488	0,89492	0,82824	0,77248	0,72146
	<b>T3</b>	2,85372	2,50452	2,27396	2,09636	1,92976	1,78984	1,65648	1,54496	1,44292
<b>D14</b>	<b>T1</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>T2</b>	0,72548	0,68232	0,64960	0,62364	0,60083	0,58089	0,56074	0,53917	0,51866
	<b>T3</b>	0,72548	0,68232	0,64960	0,62364	0,60083	0,58089	0,56074	0,53917	0,51866
<b>D15</b>	<b>T1</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>T2</b>	0,69638	0,57338	0,51351	0,46801	0,43126	0,40237	0,37824	0,35691	0,33370
	<b>T3</b>	1,39276	1,14676	1,02702	0,93602	0,86252	0,80474	0,75648	0,71382	0,66740
<b>D16</b>	<b>T1</b>	0,93573	0,86208	0,81443	0,77679	0,74649	0,71742	0,68842	0,66044	0,62930
	<b>T2</b>	0,93573	0,86208	0,81443	0,77679	0,74649	0,71742	0,68842	0,66044	0,62930
	<b>T3</b>	1,87146	1,72416	1,62886	1,55358	1,49298	1,43484	1,37684	1,32088	1,25860
<i>Nó</i>	<i>Período</i>	<i>LL10</i>	<i>LL11</i>	<i>LL12</i>	<i>LL13</i>	<i>LL14</i>	<i>LL15</i>	<i>LL16</i>	<i>LL17</i>	<i>LL18</i>
<b>D1</b>	<b>T1</b>	0,08771	0,08276	0,07853	0,07470	0,07091	0,06661	0,06145	0,05470	0,04468
	<b>T2</b>	0,08771	0,08276	0,07853	0,07470	0,07091	0,06661	0,06145	0,05470	0,04468
	<b>T3</b>	0,08771	0,08276	0,07853	0,07470	0,07091	0,06661	0,06145	0,05470	0,04468
<b>D2</b>	<b>T1</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>T2</b>	0,12403	0,10671	0,09343	0,08271	0,07135	0,05208	0,04067	0,03143	0,02085
	<b>T3</b>	0,12403	0,10671	0,09343	0,08271	0,07135	0,05208	0,04067	0,03143	0,02085
Continua										

Conclusão										
<i>Nó</i>	<i>Período</i>	<i>LL10</i>	<i>LL11</i>	<i>LL12</i>	<i>LL13</i>	<i>LL14</i>	<i>LL15</i>	<i>LL16</i>	<i>LL17</i>	<i>LL18</i>
<b>D3</b>	<i>T1</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>T2</i>	0,48695	0,45960	0,43270	0,40705	0,38147	0,35206	0,32427	0,29609	0,26345
	<i>T3</i>	0,48695	0,45960	0,43270	0,40705	0,38147	0,35206	0,32427	0,29609	0,26345
<b>D4</b>	<i>T1</i>	0,38441	0,36713	0,35015	0,33046	0,30891	0,28317	0,25163	0,22583	0,20004
	<i>T2</i>	0,38441	0,36713	0,35015	0,33046	0,30891	0,28317	0,25163	0,22583	0,20004
	<i>T3</i>	0,38441	0,36713	0,35015	0,33046	0,30891	0,28317	0,25163	0,22583	0,20004
<b>D5</b>	<i>T1</i>	0,39945	0,36473	0,33067	0,29684	0,26792	0,23847	0,21326	0,18962	0,15781
	<i>T2</i>	0,39945	0,36473	0,33067	0,29684	0,26792	0,23847	0,21326	0,18962	0,15781
	<i>T3</i>	0,39945	0,36473	0,33067	0,29684	0,26792	0,23847	0,21326	0,18962	0,15781
<b>D6</b>	<i>T1</i>	0,57647	0,54317	0,51276	0,48335	0,45119	0,41951	0,38682	0,35427	0,32050
	<i>T2</i>	0,57647	0,54317	0,51276	0,48335	0,45119	0,41951	0,38682	0,35427	0,32050
	<i>T3</i>	0,57647	0,54317	0,51276	0,48335	0,45119	0,41951	0,38682	0,35427	0,32050
<b>D7</b>	<i>T1</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>T2</i>	0,23645	0,22199	0,20765	0,19298	0,17754	0,16358	0,14971	0,13084	0,10772
	<i>T3</i>	0,23645	0,22199	0,20765	0,19298	0,17754	0,16358	0,14971	0,13084	0,10772
<b>D8</b>	<i>T1</i>	0,01724	0,01557	0,01391	0,01229	0,01066	0,00917	0,00773	0,00587	0,00033
	<i>T2</i>	0,01724	0,01557	0,01391	0,01229	0,01066	0,00917	0,00773	0,00587	0,00033
	<i>T3</i>	0,01724	0,01557	0,01391	0,01229	0,01066	0,00917	0,00773	0,00587	0,00033
<b>D9</b>	<i>T1</i>	0,29639	0,27471	0,25366	0,23455	0,21709	0,20009	0,18338	0,16205	0,13481
	<i>T2</i>	0,29639	0,27471	0,25366	0,23455	0,21709	0,20009	0,18338	0,16205	0,13481
	<i>T3</i>	0,29639	0,27471	0,25366	0,23455	0,21709	0,20009	0,18338	0,16205	0,13481
<b>D10</b>	<i>T1</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>T2</i>	0,35158	0,32771	0,30346	0,27981	0,25722	0,23671	0,21588	0,19427	0,16942
	<i>T3</i>	0,70316	0,65542	0,60692	0,55962	0,51444	0,47342	0,43176	0,38854	0,33884
<b>D11</b>	<i>T1</i>	0,35354	0,33455	0,31836	0,30149	0,28408	0,26653	0,24965	0,23004	0,21107
	<i>T2</i>	0,70708	0,66910	0,63672	0,60298	0,56816	0,53306	0,49930	0,46008	0,42214
	<i>T3</i>	1,41416	1,33820	1,27344	1,20596	1,13632	1,06612	0,99860	0,92016	0,84428
<b>D12</b>	<i>T1</i>	0,36236	0,34628	0,33143	0,31581	0,29854	0,27504	0,25499	0,22939	0,21072
	<i>T2</i>	0,36236	0,34628	0,33143	0,31581	0,29854	0,27504	0,25499	0,22939	0,21072
	<i>T3</i>	0,36236	0,34628	0,33143	0,31581	0,29854	0,27504	0,25499	0,22939	0,21072
<b>D13</b>	<i>T1</i>	0,33921	0,32138	0,30461	0,28743	0,27155	0,25514	0,23605	0,21468	0,19073
	<i>T2</i>	0,67842	0,64276	0,60922	0,57486	0,54310	0,51028	0,47210	0,42936	0,38146
	<i>T3</i>	1,35684	1,28552	1,21844	1,14972	1,08620	1,02056	0,94420	0,85872	0,76292
<b>D14</b>	<i>T1</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>T2</i>	0,49856	0,47927	0,45995	0,44062	0,42322	0,40790	0,39253	0,37713	0,36103
	<i>T3</i>	0,49856	0,47927	0,45995	0,44062	0,42322	0,40790	0,39253	0,37713	0,36103
<b>D15</b>	<i>T1</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>T2</i>	0,31282	0,29234	0,27486	0,25912	0,24114	0,22263	0,20663	0,19288	0,16998
	<i>T3</i>	0,62564	0,58468	0,54972	0,51824	0,48228	0,44526	0,41326	0,38576	0,33996
<b>D16</b>	<i>T1</i>	0,59798	0,56849	0,53834	0,51042	0,48185	0,45362	0,42263	0,38619	0,32636
	<i>T2</i>	0,59798	0,56849	0,53834	0,51042	0,48185	0,45362	0,42263	0,38619	0,32636
	<i>T3</i>	1,19596	1,13698	1,07668	1,02084	0,96370	0,90724	0,84526	0,77238	0,65272

Tabela A.8: Patamares de geração do Grupo 3.

<i>Unit</i>	<i>Ano</i>	<i>GL1</i>	<i>GL2</i>	<i>GL3</i>	<i>GL4</i>	<i>GL5</i>	<i>GL6</i>	<i>GL7</i>	<i>GL8</i>	<i>GL9</i>
PCF	T1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PCF	T2	0,9025	0,7550	0,6650	0,5250	0,4820	0,467	0,4257	0,4050	0,3850
PCF	T3	2,6652	2,4499	2,2453	2,0915	1,9336	1,7772	1,6718	1,5577	1,4284
PCH	T1	9,6439	9,4690	9,2644	9,0934	8,8286	8,3731	7,8334	7,4168	6,9410
PCH	T2	9,7634	9,5123	9,3720	9,2307	9,0762	8,8535	8,4014	7,7638	6,9907
PCH	T3	9,7026	9,3777	9,0028	8,5082	7,8152	6,9388	6,2275	5,4642	4,7852

<i>Unit</i>	<i>Ano</i>	<i>GL10</i>	<i>GL11</i>	<i>GL12</i>	<i>GL13</i>	<i>GL14</i>	<i>GL15</i>	<i>GL16</i>	<i>GL17</i>	<i>GL18</i>
PCF	T1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PCF	T2	0,3456	0,3238	0,2708	0,2338	0,1777	0,1289	0,0931	0,0508	0,0006
PCF	T3	1,2752	1,1472	0,9763	0,7924	0,6114	0,4289	0,2585	0,1206	0,0036
PCH	T1	6,5312	6,1761	5,9365	5,4588	4,6566	3,9244	3,3078	2,7486	0,1035
PCH	T2	6,5988	6,2403	5,8082	5,3447	4,9615	4,5454	3,2877	2,4550	1,3955
PCH	T3	4,0397	3,6856	3,5007	3,3497	3,2971	2,9915	2,5671	1,5688	0,0096

Tabela A.9: Duração e tarifa dos patamares de carga do Grupo 3.

<i>Nível</i>	<i>Duração (h/ano)</i>	<i>Tarifa (\$/MWh)</i>	<i>Nível</i>	<i>Duração (h/ano)</i>	<i>Tarifa (\$/MWh)</i>	<i>Nível</i>	<i>Duração (h/ano)</i>	<i>Tarifa (\$/MWh)</i>
LL1	158	52,12	LL2	296	51,66	LL3	452	51,21
LL4	461	51,21	LL5	467	50,37	LL6	471	48,33
LL7	498	49,70	LL8	507	51,07	LL9	489	51,00
LL10	563	52,51	LL11	639	51,66	LL12	629	50,52
LL13	571	50,31	LL14	639	50,30	LL15	620	49,71
LL16	599	45,00	LL17	475	44,72	LL18	225	46,66

A Tabela A.7 mostra os patamares de carga de cada nó da rede teste para os períodos *T1*, *T2* e *T3* considerando a redução de cenários a dezoito patamares: *LL1* a *LL18*. Já a Tabela A.8 mostra os patamares de geração de cada gerador distribuído para os períodos *T1*, *T2* e *T3* considerando a redução de cenários a dezoito patamares: *GL1* a *GL18*. Por fim, a Tabela A.9 mostra o custo de cada patamar de carga cobrado pela concessionária e sua respectiva duração ao longo das 8760 horas do ano. Os dados das durações e da tarifação deste grupo são obtidos de forma equivalente ao processo adotado para o Grupo 2.

- **Grupo 4:** é composto por quarenta e oito patamares de carga e de geração. Os dados dos patamares de carga e geração, das durações e das tarifas dos patamares de carga estão disponíveis para download no endereço: <http://tede.unioeste.br/>. O processo para determinar a duração dos níveis de carga e a tarifação dos patamares de carga e geração para este grupo segue os mesmos princípios aplicados no Grupo 2.
- **Grupo 5:** é composto por duzentos patamares de carga e de geração. Os dados dos patamares de carga e geração, das durações e das tarifas dos patamares de carga estão

disponíveis para download no endereço: <http://tede.unioeste.br/>. O processo para determinar a duração dos níveis de carga e a tarifação dos patamares de carga e geração para este grupo segue os mesmos princípios aplicados no Grupo 2.

As Tabelas A.11 e A.10 mostram as qualidades dos clustes de cada um dos grupos de patamares tanto para cada nó da rede de distribuição quanto para cada tecnologia de geração distribuída utilizada neste trabalho.

Tabela A.10: Valores das distâncias entre os patamares de cada cluster e entre os clusters de cada unidade de geração distribuída intermitente.

<b>Grupos</b>	<b>Período</b>	<b>PCH</b>			<b>PCF</b>		
		<b>betweeness</b>	<b>totss</b>	<b>%</b>	<b>betweeness</b>	<b>totss</b>	<b>%</b>
3	T1	50786,1696	55852,3642	90,929%	-	-	-
	T2	55426,9466	60177,4259	92,106%	16,2637	18,7040	86,953%
	T3	66142,6531	76582,5891	86,368%	3006,0530	3287,5076	91,439%
9	T1	55367,7673	55852,3642	99,132%	-	-	-
	T2	59427,5212	60177,4259	98,754%	18,4427	18,7040	98,603%
	T3	76061,7321	76582,5891	99,320%	3258,0492	3287,5076	99,104%
18	T1	55760,8057	55852,3642	99,836%	-	-	-
	T2	59837,2223	60177,4259	99,435%	18,6289	18,7040	99,598%
	T3	59837,2223	60177,4259	99,435%	3278,1552	3287,5076	99,716%
48	T1	55832,3479	55852,3642	99,964%	-	-	-
	T2	60161,4800	60177,4259	99,974%	18,6959	18,7040	99,956%
	T3	76558,1927	76582,5891	99,968%	3285,1084	3287,5076	99,927%
200	T1	55851,1341	55852,3642	99,998%	-	-	-
	T2	60176,0713	60177,4259	99,998%	18,7040	18,7040	100,000%
	T3	76581,0436	76582,5891	99,998%	3287,4341	3287,5076	99,998%

Observa-se, na Tabela A.10, que a qualidade dos clusters de cada GD é apresentada por período, diferente da apresentada da Tabela A.11. Isso ocorre porque o procedimento de teste considera que a PCF injetará potência a partir do período *T2*.

Tabela A.11: Distâncias entre os patamares dos cluster e entre os clusters de cada nó.

Nó	3			9		
	<i>betweeness</i>	<i>totss</i>	%	<i>betweeness</i>	<i>totss</i>	%
1	527,9756	672,0631	78,56%	653,2821	672,0631	97,21%
2	1878,1349	2206,7948	85,11%	2157,4266	2206,7948	97,76%
3	11747,5382	14540,7434	80,79%	14180,2192	14540,7434	97,52%
4	4811,1177	5840,5687	82,37%	5705,8049	5840,5687	97,69%
5	15474,0059	17474,0462	88,55%	17185,4467	17474,0462	98,35%
6	22096,4586	27218,4438	81,18%	26573,6769	27218,4438	97,63%
7	1970,3415	2476,8330	79,55%	2400,6885	2476,8330	96,93%
8	8,5002	10,7253	79,25%	10,3248	10,7253	96,27%
9	11927,0149	13303,3417	89,65%	13095,5034	13303,3417	98,44%
10	8201,3816	10095,3002	81,24%	9827,2690	10095,3002	97,34%
11	8615,3899	9779,0036	88,10%	9621,6092	9779,0036	98,39%
12	6514,7415	8025,7371	81,17%	7850,8958	8025,7371	97,82%
13	7815,5420	9529,6775	82,01%	9306,1456	9529,6775	97,65%
14	6837,8574	7848,2633	87,13%	7718,3635	7848,2633	98,34%
15	6330,1030	7893,6058	80,19%	7699,8174	7893,6058	97,54%
16	15518,3126	17825,5839	87,06%	17491,5359	17825,5839	98,13%

Nó	18			48		
	<i>betweeness</i>	<i>totss</i>	%	<i>betweeness</i>	<i>totss</i>	%
1	666,6347	672,0631	99,19%	670,7040	672,0631	99,80%
2	2192,1378	2206,7948	99,34%	2204,0955	2206,7948	99,88%
3	14446,2596	14540,7434	99,35%	14523,4947	14540,7434	99,88%
4	5793,7733	5840,5687	99,20%	5827,8865	5840,5687	99,78%
5	17384,2077	17474,0462	99,49%	17460,5851	17474,0462	99,92%
6	27045,0671	27218,4438	99,36%	27185,8295	27218,4438	99,88%
7	2451,2499	2476,8330	98,97%	2472,9409	2476,8330	99,84%
8	10,4474	10,7253	97,41%	10,6888	10,7253	99,66%
9	13245,1250	13303,3417	99,56%	13291,6989	13303,3417	99,91%
10	10016,0842	10095,3002	99,22%	10077,3573	10095,3002	99,82%
11	9726,5971	9779,0036	99,46%	9770,8016	9779,0036	99,92%
12	7973,7644	8025,7371	99,35%	8017,3211	8025,7371	99,90%
13	9459,4020	9529,6775	99,26%	9518,5755	9529,6775	99,88%
14	7812,0192	7848,2633	99,54%	7843,1877	7848,2633	99,94%
15	7835,2980	7893,6058	99,26%	7880,9331	7893,6058	99,84%
16	17736,5978	17825,5839	99,50%	17802,4568	17825,5839	99,87%

Nó	200			Nó	200		
	<i>betweeness</i>	<i>totss</i>	%		<i>betweeness</i>	<i>totss</i>	%
1	0,0009	0,0009	100,00%	9	0,0009	0,0009	100,00%
2	0,0009	0,0009	100,00%	10	0,0009	0,0009	100,00%
3	0,0009	0,0009	100,00%	11	0,0009	0,0009	100,00%
4	0,0009	0,0009	100,00%	12	0,0009	0,0009	100,00%
5	0,0009	0,0009	100,00%	13	0,0009	0,0009	100,00%
6	0,0009	0,0009	100,00%	14	0,0009	0,0009	100,00%
7	0,0009	0,0009	100,00%	15	0,0009	0,0009	100,00%
8	0,0009	0,0009	100,00%	16	0,0009	0,0009	100,00%

As colunas *betweeness* e *totss*, da Tabela A.11, mostram, respectivamente, valores das distâncias existentes entre os patamares de carga de cada cluster e as distâncias entre os clusters, para cada nó do sistema teste, referente ao período *T1*. Conforme visto no Capítulo 2, a qualidade, mostrada na coluna ‘%’ é dada pela relação entre as colunas *betweeness* e *totss*.