



Marcos Alexandre Izidoro da Fonseca

Dimensionamento, simulação e otimização de uma usina termoelétrica a gás natural utilizando banco de baterias

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Sergio Leal Braga

Coorientador: Prof. Rodrigo Flora Calili



Marcos Alexandre Izidoro da Fonseca

Dimensionamento, simulação e otimização de uma usina termoelétrica a gás natural utilizando banco de baterias

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo:

Prof. Sergio Leal Braga

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Prof. Rodrigo Flora Calili

Coorientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Florian Alain Yannick Pradelle

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Dr. Samuel Moreira Duarte Santos

Centrais Elétricas Brasileiras

Rio de Janeiro, 18 de Outubro de 2020

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Marcos Alexandre Izidoro da Fonseca

Técnico em Eletrônica pela FAETEC/RJ, graduou-se em Engenharia Mecânica na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) em 2016. Durante a graduação, atuou em projetos de iniciação científica e foi monitor de disciplinas. Tem experiência na indústria de gases, de transformação, e em consultoria no setor de energia. Atualmente atua no setor de energia e eficiência energética.

Ficha Catalográfica

Fonseca, Marcos Alexandre Izidoro da

Dimensionamento, simulação e otimização de uma usina termoelétrica a gás natural utilizando banco de baterias / Marcos Alexandre Izidoro da Fonseca ; orientador: Sergio Leal Braga ; coorientador: Rodrigo Flora Calili. – 2022.

189 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2022.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Simulação numérica. 3. Geradores diesel. 4. Gás natural. 5. Baterias. 6. Eficiência. I. Braga, Sergio Leal. II. Calili, Rodrigo Flora. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDD: 621

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus. Agradeço pelo dom de sua infinita graça, sabendo que dela não sou digno.

Agradeço a minha família, pelo apoio incondicional e incentivo durante essa jornada. Em especial a minha mãe Alvira F. I. e irmã Marcia I. F.

À minha esposa Ana C. P. Xavier, agradeço pela companhia, apoio e motivação para o cumprimento dos meus objetivos e deste trabalho.

Ao meus orientadores Dr. Sergio Leal Braga e Dr. Rodrigo Flora Calili, agradeço por poder receber um pouco do seu imenso conhecimento. Além de agradecer pela costumeira disponibilidade, atenção, e boa vontade durante os cursos e na orientação deste projeto.

Agradeço também ao Dr. Jose Alberto dos Reis Parise, por me acompanhar, aconselhar e estar presente durante toda minha jornada na PUC-Rio. Agradeço também a Dra. Monica Feijo Naccache, responsável junto com o Prof. Parise, por me apoiar no desenvolvimento de interesse pela pesquisa científica.

Agradeço ao Programa de Pós Graduação da PUC-Rio e ao CNPQ por todas as possibilidades de desenvolvimento acadêmico oferecidos ao longo do curso e pela bolsa de estudos.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Resumo

Fonseca, Marcos Alexandre Izidoro; Braga, Sergio Leal; Calili, Rodrigo Flora. **Dimensionamento, simulação e otimização de uma usina termoeétrica a gás natural utilizando banco de baterias**. Rio de Janeiro, 2022. 189p. Dissertação de Mestrado-Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O inevitável crescimento da demanda por recursos energéticos, imposta por tempos de acelerada transformação econômica e social, e as imposições da pauta climática, fomentam o interesse pelo estudo de processos mais eficientes e menos poluentes. Neste contexto, por meio de simulações no MATLAB/Simulink, este trabalho realiza o dimensionamento, simulação e otimização de um sistema híbrido de geração de energia elétrica, desconectado da rede (*off-grid*), composto por grupos geradores e banco de baterias, visando aplicações comerciais com diferentes níveis de demanda, em cenários sazonais distintos. Também é objeto de estudo, avaliar os ganhos em eficiência e emissões de poluentes atmosféricos, comparando-se os cenários simulados a partir de estimativas de linha de base. Os sistemas são compostos por geradores a Diesel (linha de base) com potências entre 600 e 5200kW, geradores a Gás Natural com potências entre 400 e 5088kW, e bancos de baterias com capacidades entre 900 e 9000kWh para os cenários alternativos. Foi realizada uma análise energética dos sistemas, considerando variação da energia, estado de carga, consumo específico de combustível, eficiência e outros, além da análise das emissões de poluentes advindos dos geradores. Por fim, com as variáveis de saída do modelo, comparou-se os resultados entre os diversos casos e os cenários de linha de base, além de analisar a influência dos fatores utilizados para criação dos cenários simulados (tipos de geração, variabilidade da carga e multiplicadores). Em comparação entre a linha de base, e o cenário mais promissor (Gás Natural + bancos de baterias), observou-se, na média, aumento de eficiência de até 19,8% para o verão, e 26,7% para o inverno. Além de detectar aumento das emissões de hidrocarbonetos não queimados e monóxido de carbono, e redução das emissões de óxido de nitrogênio, material particulado e dióxido de carbono.

Palavras-chave

Simulação Numérica; Geradores Diesel; Gás Natural; Baterias; Eficiência.

Abstract

Fonseca, Marcos Alexandre Izidoro; Braga, Sergio Leal (Advisor); Calili, Rodrigo Flora (Co-Advisor). **Sizing, simulation and optimization of a natural gas thermoelectric power plant using battery bank**. Rio de Janeiro, 2022. 189p. Dissertação de Mestrado-Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The inevitable growth in demand for energy resources, imposed by times of accelerated economic and social transformation, and the impositions of the climate agenda, encourage interest in the study of more efficient and less polluting processes. In this context, performing simulations in MATLAB/Simulink, this work carries out the sizing, simulation and optimization of a hybrid power generation system, disconnected from the grid (off-grid), and composed by generator sets and battery banks, aiming commercial applications with different levels of demand, in different seasonal scenarios. It is also object of study to evaluate the gains in efficiency and the emissions of atmospheric pollutants, comparing the simulated scenarios from baseline estimates. The systems are composed by diesel generators (baseline) with output power between 600 and 5200kW, Natural Gas generators with output power between 400 and 5088kW, and battery banks with capacities between 900 and 9000kWh for alternative scenarios. An energy analysis of the systems was performed, considering energy variation, state of charge, C rate, engine load levels, specific fuel consumption and efficiency. In addition, the analysis of pollutant emissions from generators. Finally, with the model's output variables, the results were compared between the different cases and the baseline scenarios, in addition to analyzing the influence of the factors used to create the simulated scenarios (types of generation, load variability and multipliers). In comparison between the baseline and the most promising scenario (Natural Gas + battery banks), it was possible to observe average gains with efficiency increases of up to 19.8% for the summer, and 26.7% for the winter. In addition to detecting increased emissions of unburned hydrocarbons and carbon monoxide, and reduction in emissions of nitrous oxide, particulate matter and carbon dioxide.

Keywords

Numerical Simulation; Diesel Generator; Natural Gas; Batteries; Efficiency.

Sumário

1	Introdução	21
1.1	Motivação	24
1.2	Objetivos	25
1.3	Organização do Trabalho	26
2	Revisão Bibliográfica	28
2.1	Os Desafios do Futuro para os Sistemas de Energia	28
2.2	Processos de Deserção da Rede (<i>grid defection</i>)	35
2.3	Eficiência Energética e Descarbonização	36
2.4	Grupos Geradores de Energia Elétrica	38
2.4.1	Considerações sobre o uso do Gás Natural	40
2.5	Armazenamento de Energia	45
2.6	Sistemas Híbridos de Energia	52
3	Modelagem e Premissas de Simulação	57
3.1	Árvore de Cenários	58
3.2	Curvas de Carga	60
3.2.1	Seleção das Curvas de Carga no Verão	65
3.2.2	Seleção das Curvas de Carga no Inverno	68
3.3	Grupos Geradores	70
3.3.1	Consumo Específico de Combustível	71
3.3.2	Dimensionamento	72
3.3.3	Cálculo da Eficiência	75
3.3.4	Emissão de Poluentes Geradores a Diesel	76
3.3.5	Emissão de Poluentes Geradores a Gás Natural	81
3.4	Banco de Baterias	84
3.4.1	Variação da Energia	85

3.4.2	Estado de Carga	85
3.4.3	Taxas de Carga e Descarga	86
3.4.4	Dimensionamento	87
4	Desenvolvimento do Simulador e Algoritmo de Controle	91
4.1	Variáveis, Dados de Entrada/Saída e Condições de Contorno	91
4.2	Definição do Algoritmo de Controle	92
4.2.1	Algoritmo para o Verão	93
4.2.2	Algoritmo para o Inverno	94
4.3	Determinação dos Períodos de Aceleração	96
4.4	Penalização de Consumo de Combustível	98
4.5	Eficiência de Carga e Descarga dos Bancos de Baterias	101
4.6	Diagramas de Blocos	103
5	Resultados e Discussão	110
5.1	Comportamento dos Sistemas	112
5.1.1	Comportamento Durante o Verão	112
5.1.2	Comportamento Durante o Inverno	123
5.2	Resultados Comparativos	133
5.2.1	Comparativos com o Caso Base	134
5.2.2	Análise da Influência do Tipo de Geração, Variação da Carga e Multiplicadores	144
6	Conclusões e Recomendações	152
	Referências bibliográficas	156
	Anexos	161
	Anexo A – Resumo dos Resultados	161
	Anexo B – Resultados Gráficos Verão – Multiplicadores 5 e 10	165
	Semana com maior coeficiente de variação da carga (S1)	165
	Semana com coeficiente de variação da carga mediano (S2)	169

Semana com menor coeficiente de variação da carga (S3)	173
Anexo C – Resultados Gráficos Inverno – Multiplicadores 5 e 10	178
Semana com maior coeficiente de variação da carga (S1)	178
Semana com coeficiente de variação da carga mediano (S2)	182
Semana com menor coeficiente de variação da carga (S3)	186

Lista de Figuras

Figura 1: Abordagem " <i>The Earth System</i> " (adaptado de STEFFEN, 2020).	22
Figura 2: Desafios para os sistemas de energia e potência (adaptado de LOPES et al., 2019).....	23
Figura 3: Evolução da geração renovável no mundo (adaptado de IEA, 2022)....	30
Figura 4: Evolução da geração renovável no Brasil (adaptado de IEA, 2021).	31
Figura 5: Custos de geração e integração para energia solar fotovoltaica e eólica (adaptado de UECKERDT, 2013).	32
Figura 6: Variação do valor de mercado da energia solar fotovoltaica e eólica com aumento da penetração na matriz de geração de energia (adaptado de HIRTH, 2013).	33
Figura 7: Variação do valor de mercado da energia eólica com aumento da penetração na matriz de geração de energia (adaptado de HIRTH, 2016).....	34
Figura 8: Análise econômica para processos de deserção da rede (adaptado de PEFFLEY E PEARCE, 2019).	35
Figura 9: Potencial de redução de emissões (adaptado de FRAUNHOFER ISI, 2015).	37
Figura 10: Comparação entre os tipos de geração termelétrica com emprego do Gás Natural (EPE, 2018).....	40
Figura 11: Comparativo das emissões de poluentes provenientes da combustão do Gás Natural em motores a gás e bicomustíveis, em relação à combustão do Diesel (adaptado de SCHLICK, 2014).	44
Figura 12: Fontes de energia (adaptado de REIS, 2017).	47
Figura 13: Comparação da potência e capacidade de armazenamento com tempo de duração da descarga na potência nominal (adaptado de LUO et al., 2015).	49
Figura 14: Cenários de simulação (adaptado de MAHIAN et al., 2020).....	53
Figura 15: Sistema híbrido de energia modelado (adaptado de MALHEIRO et al. 2015).	55
Figura 16: Ilustração da árvore de cenários.....	59
Figura 17: Comparativo entre a carga total no verão e no inverno.	61
Figura 18: Curva de carga para a semana VS1.....	65
Figura 19: Curva de carga para a semana VS2.....	66

Figura 20: Curva de carga para a semana VS3.....	67
Figura 21: Curva de carga para a semana IS1.	68
Figura 22: Curva de carga para a semana IS2.	69
Figura 23: Curva de carga para a semana IS3.	69
Figura 24: Consumo específico de combustível geradores a Diesel.	71
Figura 25: Consumo específico de combustível geradores a Gás Natural.	72
Figura 26: Consumo específico de combustível dos geradores a Diesel simulados.	74
Figura 27: Consumo específico de combustível dos geradores a Gás Natural simulados.....	75
Figura 28: Curvas de referência para emissões dos geradores a Diesel.....	78
Figura 29: Correlações das curvas de poluentes dos geradores a Diesel.	79
Figura 30: Curvas de emissões de poluentes para os geradores a Diesel simulados.	80
Figura 31: Curvas de referência para emissões dos geradores a Gás Natural.	81
Figura 32: Correlações das curvas de poluentes dos geradores a Gás Natural.	82
Figura 33: Curvas de emissões de poluentes para os geradores a Gás Natural simulados (parte 1).....	83
Figura 34: : Curvas de emissões de poluentes para os geradores a Gás Natural simulados (parte 2).....	84
Figura 35: Simulação para dimensionamento dos bancos de baterias.	88
Figura 36: Diagrama de decisão para determinação dos estados do algoritmo durante o verão.	93
Figura 37: Diagrama de decisão para determinação dos estados do algoritmo durante o inverno.	95
Figura 38: Exemplo de determinação dos períodos de aceleração dos grupos geradores.	97
Figura 39: Curvas de penalização de consumo de combustível.	100
Figura 40: Curvas de eficiência de carga das baterias (adaptado de SAFOUTIN et al., 2015).....	102
Figura 41: Curvas de eficiência de descarga das baterias (adaptado de SAFOUTIN et al., 2015).....	102
Figura 42: Diagrama de blocos de um cenário de simulação.	103
Figura 43: Diagrama de blocos de um subsistema de primeiro nível.	104

Figura 44: Diagrama de blocos do grupo gerador e emissão de poluentes.	105
Figura 45: Diagrama de blocos do banco de baterias.	106
Figura 46: Diagrama de blocos da penalização do consumo de combustível.	107
Figura 47: Diagrama de blocos da definição de estados do sistema.	108
Figura 48: Diagrama de blocos do cálculo da taxa C e eficiência dos grupos geradores.	109
Figura 49: Comparativo das médias do patamar de carga nos geradores em relação ao caso base.	135
Figura 50: Comparativo das médias do consumo específico de combustível em relação ao caso base.	136
Figura 51: Comparativo das médias do consumo de combustível em relação ao caso base.	137
Figura 52: Comparativo das médias de eficiência nos geradores em relação ao caso base.	138
Figura 53: Comparativo das médias de emissão de HC em relação ao caso base.	140
Figura 54: Comparativo das médias de emissão de CO em relação ao caso base.	141
Figura 55: Comparativo das médias de emissão de NOx em relação ao caso base.	142
Figura 56: Comparativo das médias de emissão de MP em relação ao caso base.	142
Figura 57: Comparativo das médias de emissão de CO ₂ em relação ao caso base.	143
Figura 58: Comparativo das médias do patamar de carga nos geradores para os diferentes cenários.	145
Figura 59: Comparativo das médias do consumo específico de combustível para os diferentes cenários.	146
Figura 60: Comparativo das médias do consumo de combustível para os diferentes cenários.	147
Figura 61: Comparativo das médias de eficiência nos geradores para os diferentes cenários.	148
Figura 62: Comparativo das médias de emissão de HC para os diferentes cenários.	149

Figura 63: Comparativo das médias de emissão de CO para os diferentes cenários.	149
Figura 64: Comparativo das médias de emissão de NOx para os diferentes cenários.	150
Figura 65: Comparativo das médias de emissão de MP para os diferentes cenários.	150
Figura 66: Comparativo das médias de emissão de CO ₂ para os diferentes cenários.	151

Lista de Gráficos

Gráfico 1: Curva de carga e patamar de geração na semana VS1 com multiplicador de carga X1 no verão.	113
Gráfico 2: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana VS1 com multiplicador de carga X1 no verão.	114
Gráfico 3: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana VS1 com multiplicador de carga X1 no verão.	115
Gráfico 4: Emissões de poluentes na semana VS1 com multiplicador de carga X1 no verão.	116
Gráfico 5: Curva de carga e patamar de geração na semana VS2 com multiplicador de carga X1 no verão.	117
Gráfico 6: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana VS2 com multiplicador de carga X1 no verão.	118
Gráfico 7: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana VS2 com multiplicador de carga X1 no verão.	119
Gráfico 8: Emissões de poluentes na semana VS2 com multiplicador de carga X1 no verão.	119
Gráfico 9: Curva de carga e patamar de geração na semana VS3 com multiplicador de carga X1 no verão.	120
Gráfico 10: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana VS3 com multiplicador de carga X1 no verão.	121
Gráfico 11: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana VS3 com multiplicador de carga X1 no verão.	122
Gráfico 12: Emissões de poluentes na semana VS3 com multiplicador de carga X1 no verão.	122
Gráfico 13: Curva de carga e patamar de geração na semana IS1 com multiplicador de carga X1 no inverno.	124
Gráfico 14: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana IS1 com multiplicador de carga X1 no inverno.	125
Gráfico 15: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana IS1 com multiplicador de carga X1 no inverno.	125

Gráfico 16: Emissões de poluentes na semana IS1 com multiplicador de carga X1 no inverno.....	127
Gráfico 17: Curva de carga e patamar de geração na semana IS2 com multiplicador de carga X1 no inverno.	128
Gráfico 18: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana IS2 com multiplicador de carga X1 no inverno.	128
Gráfico 19: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana IS2 com multiplicador de carga X1 no inverno.....	129
Gráfico 20: Emissões de poluentes na semana IS2 com multiplicador de carga X1 no inverno.....	130
Gráfico 21: Curva de carga e patamar de geração na semana IS3 com multiplicador de carga X1 no inverno.	130
Gráfico 22: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana IS3 com multiplicador de carga X1 no inverno.	131
Gráfico 23: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana IS3 com multiplicador de carga X1 no inverno.....	132
Gráfico 24: Emissões de poluentes na semana IS3 com multiplicador de carga X1 no inverno.....	133
Gráfico 25: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S1 com multiplicador de carga X5 no verão.	165
Gráfico 26: Curva de carga e patamar de geração na semana S1 com multiplicador de carga X5 no verão.	166
Gráfico 27: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S1 com multiplicador de carga X5 no verão.....	166
Gráfico 28: Emissões de poluentes na semana S1 com multiplicador de carga X5 no verão.....	167
Gráfico 29: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S1 com multiplicador de carga X10 no verão.	167
Gráfico 30: Curva de carga e patamar de geração na semana S1 com multiplicador de carga X10 no verão.....	168
Gráfico 31: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S1 com multiplicador de carga X10 no verão.....	168
Gráfico 32: Emissões de poluentes na semana S1 com multiplicador de carga X10 no verão.....	169

Gráfico 33: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S2 com multiplicador de carga X5 no verão.	169
Gráfico 34: Curva de carga e patamar de geração na semana S2 com multiplicador de carga X5 no verão.	170
Gráfico 35: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S2 com multiplicador de carga X5 no verão.	170
Gráfico 36: Emissões de poluentes na semana S2 com multiplicador de carga X5 no verão.	171
Gráfico 37: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S2 com multiplicador de carga X10 no verão.	171
Gráfico 38: Curva de carga e patamar de geração na semana S2 com multiplicador de carga X10 no verão.	172
Gráfico 39: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S2 com multiplicador de carga X10 no verão.	172
Gráfico 40: Emissões de poluentes na semana S2 com multiplicador de carga X10 no verão.	173
Gráfico 41: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S3 com multiplicador de carga X5 no verão.	173
Gráfico 42: Curva de carga e patamar de geração na semana S3 com multiplicador de carga X5 no verão.	174
Gráfico 43: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S3 com multiplicador de carga X5 no verão.	174
Gráfico 44: Emissões de poluentes na semana S3 com multiplicador de carga X5 no verão.	175
Gráfico 45: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S3 com multiplicador de carga X10 no verão.	175
Gráfico 46: Curva de carga e patamar de geração na semana S3 com multiplicador de carga X10 no verão.	176
Gráfico 47: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S3 com multiplicador de carga X10 no verão.	176
Gráfico 48: Emissões de poluentes na semana S3 com multiplicador de carga X10 no verão.	177
Gráfico 49: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S1 com multiplicador de carga X5 no inverno.	178

Gráfico 50: Curva de carga e patamar de geração na semana S1 com multiplicador de carga X5 no inverno.	178
Gráfico 51: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S1 com multiplicador de carga X5 no inverno.....	179
Gráfico 52: Emissões de poluentes na semana S1 com multiplicador de carga X5 no inverno.....	179
Gráfico 53: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S1 com multiplicador de carga X10 no inverno.	180
Gráfico 54: Curva de carga e patamar de geração na semana S1 com multiplicador de carga X10 no inverno.	180
Gráfico 55: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S1 com multiplicador de carga X10 no inverno.....	181
Gráfico 56: Emissões de poluentes na semana S1 com multiplicador de carga X10 no inverno.....	181
Gráfico 57: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S2 com multiplicador de carga X5 no inverno.	182
Gráfico 58: Curva de carga e patamar de geração na semana S2 com multiplicador de carga X5 no inverno.	182
Gráfico 59: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S2 com multiplicador de carga X5 no inverno.....	183
Gráfico 60: Emissões de poluentes na semana S2 com multiplicador de carga X5 no inverno.....	183
Gráfico 61: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S2 com multiplicador de carga X10 no verão.	184
Gráfico 62: Curva de carga e patamar de geração na semana S2 com multiplicador de carga X10 no inverno.	184
Gráfico 63: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S2 com multiplicador de carga X10 no inverno.....	185
Gráfico 64: Emissões de poluentes na semana S2 com multiplicador de carga X10 no inverno.....	185
Gráfico 65: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S3 com multiplicador de carga X5 no inverno.	186
Gráfico 66: Curva de carga e patamar de geração na semana S3 com multiplicador de carga X5 no inverno.	186

Gráfico 67: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S3 com multiplicador de carga X5 no inverno.....	187
Gráfico 68: Emissões de poluentes na semana S3 com multiplicador de carga X5 no inverno.....	187
Gráfico 69: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S3 com multiplicador de carga X10 no inverno.	188
Gráfico 70: Curva de carga e patamar de geração na semana S3 com multiplicador de carga X10 no inverno.	188
Gráfico 71: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S3 com multiplicador de carga X10 no inverno.....	189
Gráfico 72: Emissões de poluentes na semana S3 com multiplicador de carga X10 no inverno.....	189

Lista de Quadros

Quadro 1: Comparativo dos valores médios das curvas de carga.	61
Quadro 2: Resumo dos coeficientes de variação da carga.	63
Quadro 3: Seleção das curvas de carga.	64
Quadro 4: Modelos dos gerados consultados.	70
Quadro 5: Especificação dos grupos geradores para os cenários criados.	73
Quadro 6: Parâmetros estatísticos das correlações das curvas de poluentes dos geradores a Diesel.	79
Quadro 7: Parâmetros estatísticos das correlações das curvas de poluentes dos geradores a Gás Natural.	83
Quadro 8: Relação entre taxa C, corrente nominal e tempos das baterias.	87
Quadro 9: Estimativa dos sistemas de armazenamento de energia.	89
Quadro 10: Especificação do banco de baterias para os cenários criados.	90
Quadro 11: Especificação dos estados do sistema durante o verão.	94
Quadro 12: Especificação dos estados do sistema durante o inverno.	95
Quadro 13: Exemplo dados de consumo de combustível e patamar de carga.	99
Quadro 14: Mapa de penalidades no consumo de combustível.	99
Quadro 15: Eficiências de carga e descarga das baterias (adaptado de: SAFOUTIN et al., 2015).	101
Quadro 16: Cálculo das relações de emissão de poluentes.	139
Quadro 17: Resumo dos resultados para os casos no período do verão.	163
Quadro 18: Resumo dos resultados para os casos no período do inverno.	164

"Quanto mais estudamos os principais problemas do nosso tempo, mais passamos a perceber que eles não podem ser entendidos isoladamente. Eles são problemas sistêmicos, o que significa que eles estão interconectados e interdependentes."

Fritjof Capra

1 Introdução

As atividades antrópicas, necessariamente, se desenvolvidas de forma irracional e não ponderada afetam diretamente a qualidade de vida dos diversos seres que fazem parte de um determinado ecossistema. Dado o estágio avançado da interferência humana sobre a biosfera, torna-se preponderante o fato de que somente criando formas alternativas de desenvolvimento, que sejam necessariamente mais sustentáveis, será possível a manutenção da vida humana de forma razoável e em consonância com os recursos naturais disponíveis e outras formas de vida (KUMAR, 2020). Além da disponibilidade geográfica de recursos energéticos, o desenvolvimento e emprego dos processos de transformação destes recursos estão intimamente correlacionados com a possibilidade do desenvolvimento e fomento das atividades humanas (STEFFEN et al., 2020). Ademais, deve-se ressaltar a importância da capacidade de aproveitamento destes recursos, em suas diversas formas, e que a busca por novas possibilidades, processos de transformação e emprego destes deve ser uma constante (LOPES et al., 2019). Estes processos, e demais atividades, estão repletos de interações e relações intrínsecas específicas entre as esferas (ou sistemas) que são entendidos como componentes de um sistema maior que possa representar a Terra.

Como ilustrações dessas interações e relações de causa e consequência das ações antrópicas, é possível recorrer a trabalhos que abordam o modelo “Earth System” (STEFFEN et al., 2020), no qual a Terra é descrita, simplificadamente, por diferentes sistemas em constante interação. Tal abordagem possui origem nos trabalhos de Vladimir Vernadsky (VERNADSKY, 1924) e na hipótese de Gaia de John Lovelock (LOVELOCK, 1979). Por exemplo, em uma atualização do diagrama Nasa Bretherton clássico (NASA, 1989), os humanos (antroposfera) são considerados uma nova esfera plenamente integrada e interagindo de forma mais ativa com as demais, como observado na figura 1 a seguir. Por essa abordagem, é possível visualizar que as dinâmicas internas da antroposfera são apresentadas com um núcleo de relações de produção e consumo, guiadas pelos sistemas energéticos, e moduladas pelas diversas sociedades. Estas, por sua vez, são influenciadas pelas suas respectivas culturas, valores, instituições e conhecimento acumulado.

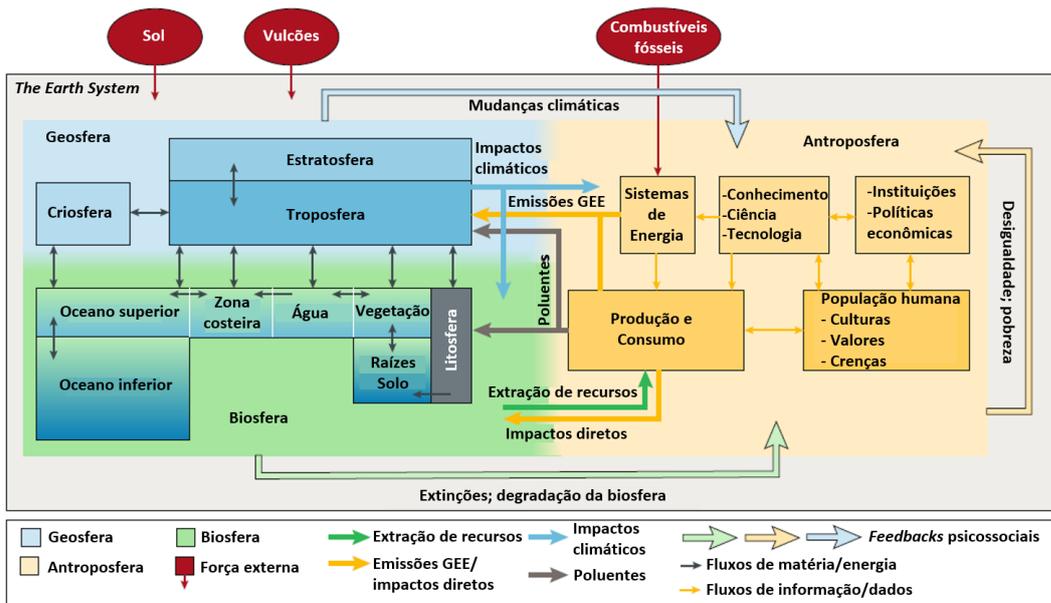


Figura 1: Abordagem "The Earth System" (adaptado de STEFFEN, 2020).

As interações entre a antroposfera e os demais sistemas são sempre em duas vias, a primeira considera as emissões de gases propulsores do efeito estufa, e a segunda considerando a extração de recursos e emissão de poluentes guiando os impactos que reverberam pelo sistema biosfera-geosfera. Outro ponto importante são as *feedbacks*, dos demais sistemas, que são percebidos na antroposfera, os quais incluem impactos diretos nas mudanças climáticas, extinções e degradação da biosfera. Como pode ser observado, os processos de transformação de energia estão no centro das atividades desempenhadas nestes sistemas, e por isso, necessitam ser recorrentemente estudados e estar no centro de discussões estruturantes nas sociedades contemporâneas e do futuro.

O futuro dos sistemas elétricos de potência é repleto de desafios. Nesse contexto, no trabalho de Lopes *et al.* (2019), é feita uma análise cientificamente ponderada sobre a necessidade de descarbonização da economia e consequente impacto nos sistemas de energia, leia-se, sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. É contextualizado que com a imposição da necessidade urgente de enfrentamento das mudanças climáticas, inevitavelmente se intensificam os processos de eletrificação da economia e eleva-se a parcela de fontes de energia renovável que compõem os atuais sistemas de energia elétrica, fazendo então com que surjam novos desafios em diversas frentes. Os principais desafios estão ilustrados na figura 2 a seguir. Essa contextualização e reflexão é

fundamental para considerar novas proposições de soluções relacionadas aos sistemas de energia.

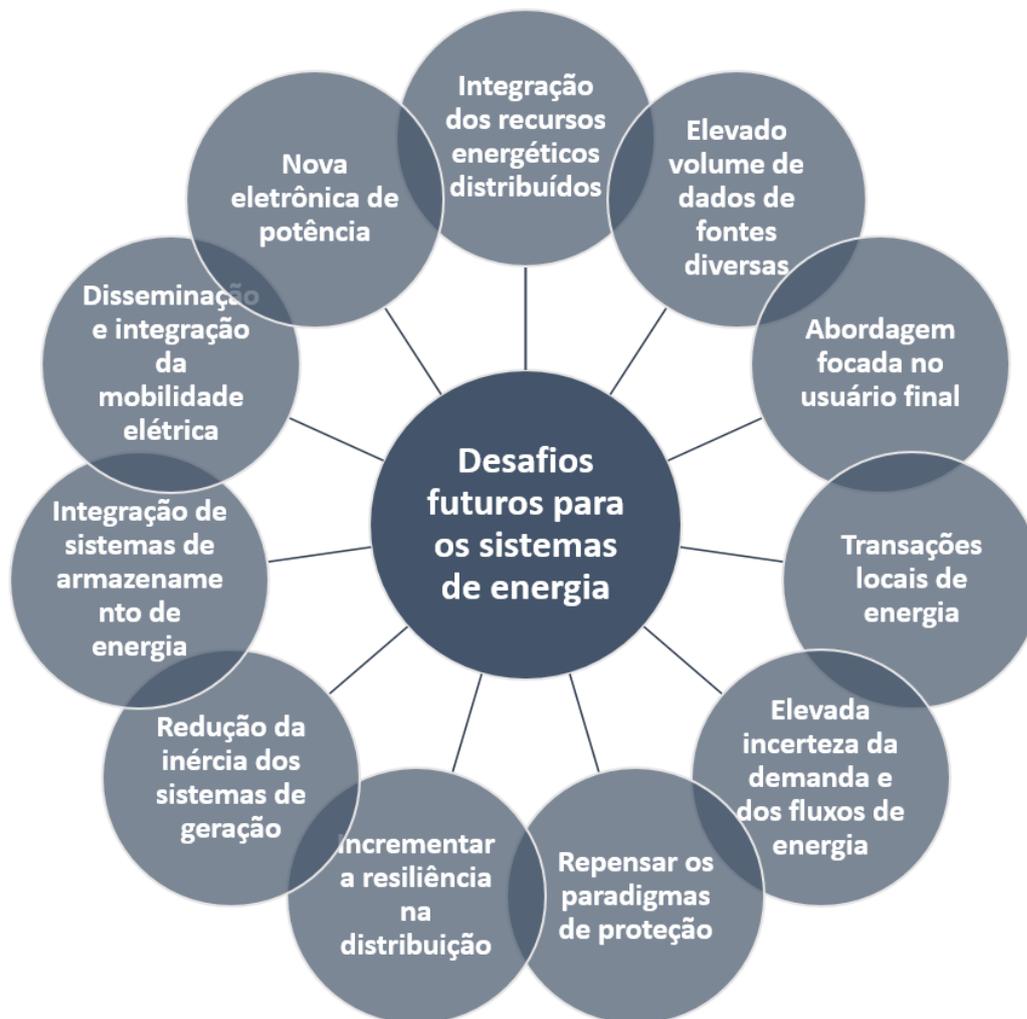


Figura 2: Desafios para os sistemas de energia e potência (adaptado de LOPES et al., 2019).

Ainda em Lopes *et al.* (2019), é mostrado que as principais mudanças decorrentes desses desafios fazem referência a diversos aspectos, que são elencados a seguir. Primeiramente, segundo o autor supracitado, é esperado substancial incremento do número de unidades de geração descentralizadas se conectando as atuais redes de transmissão e distribuição, incluindo energia oriunda de fontes renováveis intermitentes e com emprego de conversores eletrônicos desprovidos de características inerciais. Essa descentralização é positiva pelo fato de possibilitar o acesso de mais usuários aos sistemas de energia, principalmente em localidades remotas. Porém, no contexto dos sistemas de energia, o aumento da penetração da geração intermitente pode ocasionar problemas relacionados com a qualidade da energia (*flicker* e harmônicos), nível de curto circuito, estabilidade transitória, entre

outros (ARAÚJO, 2010). Também é pontuado que ocorrerá migração para uma abordagem focada no consumidor final, motivada pela necessidade de adequação dos consumidores frente ao fornecimento de flexibilidade e ajustes de consumo e disponibilidade de recursos. É esperado também, o crescimento da adoção de soluções focadas em armazenamento de energia, em que diferentes topologias de armazenamento poderão atuar promovendo flexibilidade, balanceamento de carga e geração além de aliviar restrições técnicas locais. Além disso, devem ser considerada a adoção de novas arquiteturas de gestão e controle, essencialmente pela necessidade de descentralização e flexibilidade (LOPES et al., 2019).

Portanto, neste contexto encontra-se este trabalho, relacionando-se com a busca por novas formas, metodologias de emprego, geometrias e arranjos associativos considerando tecnologias e processos de transformação e armazenamento de energia elétrica atualmente conhecidos.

1.1 Motivação

Segundo Lopes *et al.* (2019), para apoiar os processos de eletrificação da economia, perpassando, desde a expansão das fontes renováveis intermitentes, até a integração e gestão de sistemas de armazenamento de energia, será necessário o desenvolvimento de inúmeros novos processos e tecnologias. A expansão das fontes renováveis (IEA, 2022) será acompanhada por desafios relacionados à confiabilidade do fornecimento (HIRTH, 2013), que podem fomentar a elevação das tarifas de eletricidade em regiões/economias com forte emprego desse tipo de geração (FORBES, 2018). Estes desafios transversais aos novos paradigmas para os sistemas de energia e potência motivam este estudo.

Os processos de deserção da rede (*grid defection*) são uma realidade. São atualmente estudados, no contexto de pequenas e médias empresas, podendo contribuir para redução dos custos com eletricidade (PEFFLEY E PEARCE, 2019). Devidamente observados aspectos técnicos e econômicos, os usuários podem se desligar da rede de distribuição, com a implementação de sistemas híbridos de energia compostos por subsistemas solares, bancos de baterias e grupos geradores.

A possibilidade de escolhas mais versáteis e focadas no usuário final (*end-user centric approach*), motivam fortemente este estudo.

A necessidade de descarbonização nos sistemas de energia, imposta pela urgência da pauta climática, está diretamente relacionada com a eficiência destes sistemas. Pois, além de postergar investimentos no setor, a eficiência energética apresenta grande potencial de redução das emissões de gases do efeito estufa (FRAUNHOFER ISI, 2015). Por isso, se caracteriza como mais um motivador deste estudo.

Portanto, o presente trabalho é motivado pelo estudo e contribuição sobre os desafios do futuro nos sistemas de energia, criando e analisando processos que possibilitem a descarbonização na geração de energia elétrica. Considerando assim, a promoção da eficiência energética, com emprego de soluções com fornecimento de energia firme e não intermitente, analisando inclusive a possibilidade dos processos de deserção da rede. Para isso, são consideradas novas formas, metodologias de emprego, e possíveis arranjos associativos considerando tecnologias e processos de transformação e armazenamento de energia atualmente conhecidos e desenvolvidos. Sendo um dos novos possíveis arranjos de associação entre essas tecnologias, as combinações entre sistemas de transformação e armazenamento de energia, os sistemas híbridos de energia.

1.2 Objetivos

Este trabalho tem por objetivo o desenvolvimento de uma ferramenta computacional que possa ser empregada para o estudo e desenvolvimento de sistemas de energia elétrica. Para isso, desenvolver um modelo numérico capaz de realizar o dimensionamento, a simulação e a otimização de um sistema híbrido de geração de energia elétrica, desconectado da rede (*off-grid*), composto por diferentes grupos geradores e banco de baterias, visando aplicações comerciais com diferentes níveis de demanda, em cenários sazonais distintos. Também é objeto deste estudo, a avaliação de ganhos em eficiência e redução de emissões de poluentes, comparando-se os cenários de simulação à partir de estimativas de linha de base (*baseline*). Os sistemas são compostos inicialmente por grupos geradores

movidos a Diesel (linha de base), posteriormente são considerados geradores a Gás Natural, e por fim é adicionado o armazenamento de energia com bancos de baterias. Para isso, são propostos os seguintes objetivos intermediários:

(i) Levantar e analisar curvas de carga e manuais de grupos geradores. Selecionar curvas de carga, curvas de consumo específico de combustível e curvas de emissões de poluentes dos grupos geradores.

(ii) Desenvolver um modelo numérico determinístico e discretizado, que seja capaz de prever o comportamento do sistema híbrido de energia frente a diferentes curvas de carga. Implementação de algoritmos específicos, capazes de controlar, de forma inteligente e otimizada, a geração e o armazenamento de energia nos respectivos cenários de simulação.

(iii) Dimensionamento dos grupos geradores e dos bancos de baterias.

(iv) Análise energética dos sistemas propostos, considerando para as baterias: variação da energia, estado de carga, e taxa C; e para os geradores: patamares de carga; consumo e consumo específico de combustível; e eficiência.

(v) Estimar, para cada estratégia de geração, as emissões de poluentes pelos geradores, sendo estes: óxido de nitrogênio (NO_x), monóxido de carbono (CO), hidrocarbonetos não queimados (HC), material particulado (MP) e dióxido de carbono (CO₂).

(vi) Análise comparativa, das variáveis de saída do modelo, com o objetivo de comparar os cenários simulados com os cenários definidos como linha de base e determinar a influência dos fatores utilizados para criação dos cenários, sendo estes: tipos de geração, variabilidade da carga e multiplicadores da carga.

1.3 Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado com a divisão em seis capítulos, os quais apresentam os seguintes conteúdos. O primeiro capítulo apresenta a introdução deste trabalho. O segundo capítulo apresenta a revisão bibliográfica, contendo uma análise sobre matrizes energéticas, grupos geradores de energia, armazenamento de energia e sistemas híbridos de energia. O terceiro capítulo cumpre a função de apresentar a metodologia utilizada para modelagem computacional proposta neste

trabalho, detalhando todos os aspectos relacionados com as curvas de carga, os grupos geradores de energia, bem como os bancos de baterias. O quarto capítulo possui a finalidade de apresentar os aspectos relacionados com o desenvolvimento do simulador, incluindo a discriminação das variáveis de entrada e saída utilizadas no modelo, as condições de contorno, além de detalhar os algoritmos de controle dos sistemas. No quinto capítulo, são apresentados os resultados do modelo, contendo uma análise comparativa com os resultados obtidos para os casos definidos como linha de base, além da análise comparativa entre os parâmetros empregados para criação dos cenários de simulação. Por fim, o capítulo seis cumpre a função de resumir os principais resultados obtidos com o modelo, apresentar a conclusão, e as perspectivas futuras deste trabalho.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Os Desafios do Futuro para os Sistemas de Energia

Na introdução deste trabalho, foram contextualizados os desafios do futuro para os sistemas de energia (LOPES et al., 2019). Com o incremento considerável das parcelas de energia renovável que serão inseridas nos atuais sistemas de energia, surgem desafios significativos com relação à dificuldade de lidar com a natureza variável no tempo de tais fontes. Como exemplos de desafios impostos podemos citar o controle de frequência e tensão. Os sistemas tradicionais possuem um grande número de geradores síncronos, os quais fornecem apoio para esse tipo de controle. Porém em sistemas com grande penetração de fontes renováveis de característica intermitente, essa controlabilidade do sistema pode ser afetada pela crescente incompatibilidade entre oferta e demanda de energia. Sobre a resiliência dos sistemas de distribuição frente a falhas de segurança, é apontado que em situações atípicas ou catastróficas (cada vez mais frequentes devido à eventos climáticos extremos), podem ocorrer interrupções significativas do serviço prestado. Os sistemas de potência do futuro irão sofrer com baixa inércia geral devido à elevada presença de geradores baseados em conversores eletrônicos de potência. A utilização dessas interfaces eletrônicas é capaz de contribuir fortemente para a estabilidade e segurança da rede e se tornará indispensável para a operação destes sistemas.

Com relação aos sistemas de armazenamento de energia e sua integração em redes de distribuição, é necessário salientar que o desafio está relacionado com a gestão destes recursos. O seu emprego, principalmente quando é considerado a integração com os sistemas de energias renováveis está intimamente relacionado com os níveis de tensão praticados em determinado sistema, a necessária flexibilidade na gestão para lidar com incertezas e intermitências, e a necessária descentralização do controle do sistema de distribuição. Estes sistemas devem, preferencialmente, ser instalados próximos das fontes de energia renováveis e dos usuários finais, o que permite reduzir os problemas relacionados com a

intermitência da energia produzida, além de possibilitar a redução do número de conversores utilizados na instalação com a adoção de conversores unificados para interligação de ambos os sistemas à rede de distribuição.

No trabalho de Lopes *et al.* (2019), também é contextualizado que as soluções apresentadas no contexto global dos desafios levantados, considera diferentes abordagens. Primeiramente, é esperado que com a proliferação da geração distribuída, de sistemas de armazenamento de energia e de tecnologias inovadoras, como os transformadores inteligentes, seja possível explorar o conceito de microrrede como parte de um plano de resiliência para minimizar a interrupção do fornecimento de energia, criando “ilhas elétricas” com recursos de geração local alimentando uma parte da carga e utilizando recursos de armazenamento para a manutenção do equilíbrio entre carga e geração. Além disso, considerando os diversos desafios e novos paradigmas supracitados, inevitavelmente será necessário desenvolver novas soluções com relação a eletrônica de potência que sejam capazes de lidar, por exemplo com algoritmos avançados de controle com foco em otimização dos sistemas.

Ainda com relação aos desafios, contextualiza-se a seguir, uma análise sobre a proposta do presente trabalho, quando comparado com a possibilidade de expansão das fontes de energia renovável, e seu real custo para os sistemas de energia. A proposta deste trabalho é fortemente motivada também pela qualidade e confiabilidade da energia gerada. Pelas características dos grupos geradores, entende-se que a proposta em questão está no escopo de geração de energia não intermitente, em contraposição à geração renovável de característica intermitente. Em um artigo para a Forbes (FORBES, 2018), o autor pondera que o preço da unidade de potência gerada por painéis fotovoltaicos e aerogeradores vem sendo reduzido ao longo dos últimos anos, principalmente pela redução no custo destes equipamentos. Porém, sinaliza que tal redução não é percebida pelos consumidores, que na verdade sofrem com a elevação das tarifas de eletricidade nas economias/regiões onde tais fontes são fortemente empregadas. Analisando os dados correlacionados com o custo e mercado das fontes de energias renováveis, nas regiões onde tais fontes são fortemente empregadas, é possível obter uma noção mais apurada sobre a realidade que se impõe sobre a dinâmica dos fatores técnicos e econômicos envolvidos em questão. E a resposta para esse fenômeno de elevação do preço da eletricidade onde é empregado a geração de energia por usinas solares

e eólicas, reside no fato de que tais fontes possuem elevada intermitência, resultando obrigatoriamente em pouca confiabilidade no fornecimento. O que, em conjunto com o fato de não possuírem características de inserção dos aspectos inerciais nos sistemas, essas fontes dependem fortemente do apoio de sistemas de armazenamento (baterias, volantes de inércia, etc.) e/ou outras fontes que possam introduzir inércia, como termelétricas e hidrelétricas, balanceando dessa forma o sistema de geração e distribuição de energia elétrica. É ressaltado que com essas fontes uma boa quantidade de energia é de fato produzida, porém não necessariamente no momento exato que é necessário para o consumo. Logo, os grandes produtores de energia com características intermitentes precisam pagar para que os países vizinhos absorvam esse excedente dessa geração, ocasionando então a elevação dos custos associados a esse tipo de geração (FORBES, 2018).

No contexto motivador deste trabalho, se torna interessante então analisar, de forma mais detalhada, a expansão das fontes intermitentes e o real custo da expansão e implementação destes sistemas. Ocorre que ao longo dos últimos anos, no contexto global, a participação das fontes renováveis na geração de energia elétrica, apresenta um comportamento majoritariamente crescente principalmente na União Europeia (IEA, 2022), como pode ser observado na figura 3 a seguir.

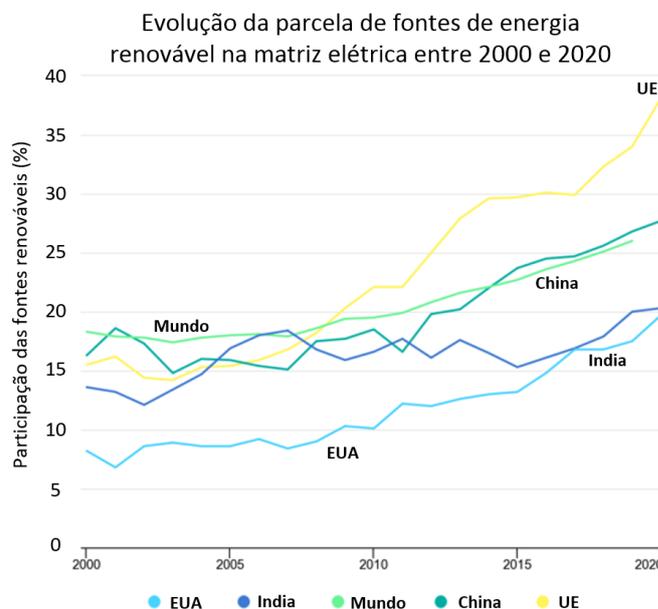


Figura 3: Evolução da geração renovável no mundo (adaptado de IEA, 2022).

No Brasil, ao comparar os cenários entre os anos de 2019 e 2029, espera-se que essa participação aumente de 11% para 20%, ao passo que as parcelas de

participação para a hidroeletricidade e Gás Natural são reduzidas em 2% e 7%, respectivamente, como pode ser observado na figura 4 a seguir (IEA, 2021). Considerando estes cenários, surgem estudos com o intuito de analisar a inserção destes recursos e quantificar o real custo para a sociedade advindos da adoção e expansão destes sistemas. A questão é que a geração com característica intermitente, dependendo do contexto regional e econômico no qual será inserida, pode apresentar aspectos prejudiciais ao sistema e/ou consumidores locais que devem ser devidamente quantificados e analisados.

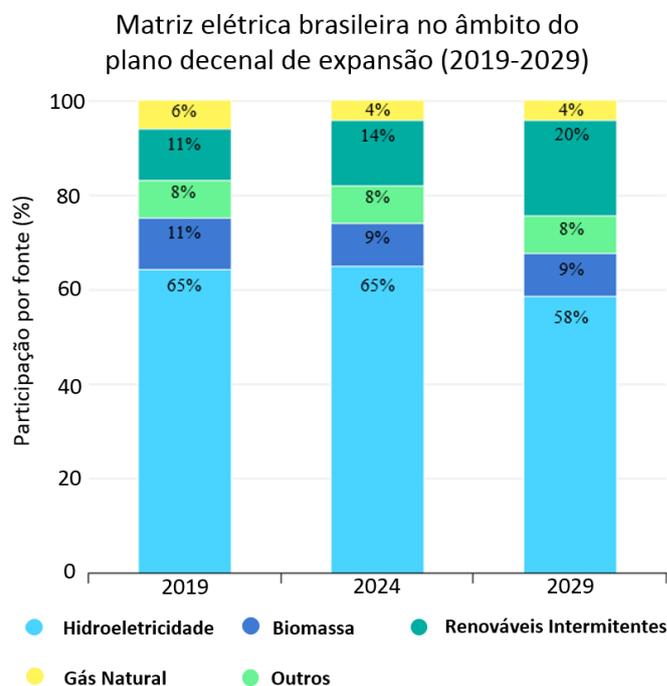


Figura 4: Evolução da geração renovável no Brasil (adaptado de IEA, 2021).

Com o intuito de analisar os reais impactos desse aumento da penetração das fontes de energia renovável, Ueckerdt *et al.* (2013) analisou a métrica LCOE (custo nivelado de eletricidade), visto que é um parâmetro recorrentemente utilizado para comparar tecnologias de geração de energia. Nesse trabalho encontra-se críticas em relação à avaliação de energias renováveis intermitentes, como energia eólica e solar fotovoltaica com base no LCOE, visto que essa métrica ignora a variabilidade e os custos de integração. O trabalho propõe um novo sistema métrico que leva em conta os custos de integração e geração, desenvolvendo uma nova definição matemática de custos relacionado a teoria econômica.

Para demonstrar o novo conceito, a formulação foi quantificada a partir de um modelo simples de sistema de potência e ajustado com valores da literatura, sendo possível concluir que com maiores potenciais de geração eólica, os custos de integração podem estar na mesma faixa que os custos de geração de usinas convencionais. Em particular, isso é devido a um componente de custo denominado “custos de perfil” introduzido pela nova definição.

Como demonstrativo dessa constatação, são analisados a variação dos valores de LCOE, para eólica e solar, quando comparados com a penetração na matriz de geração com valores estimados para Alemanha. Os resultados observáveis na figura 5 a seguir são claros, e em ambos os casos, com grande contribuição dos custos de produção excessiva, os custos de integração aumentam, com o crescimento da participação na matriz de geração tornando-se uma barreira econômica para a implantação destes recursos energéticos. O que, por sua vez, motiva a busca por soluções com geração firme de energia.

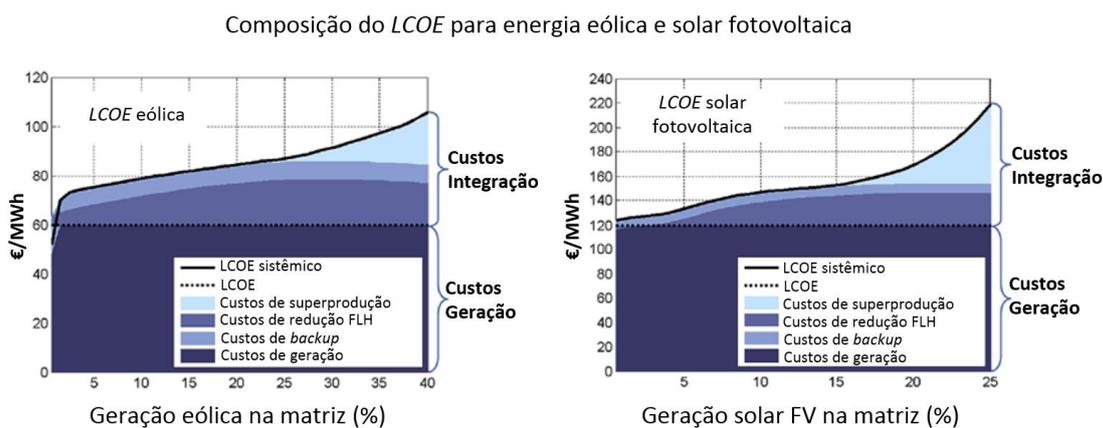


Figura 5: Custos de geração e integração para energia solar fotovoltaica e eólica (adaptado de UECKERDT, 2013).

Também com o intuito de analisar métricas relacionadas a custos, o trabalho de Hirth (2013), fornece uma discussão abrangente sobre o valor de mercado das fontes de energia renovável variável. Neste trabalho, é colocado que a variabilidade inerente ao comportamento da velocidade do vento e da radiação solar, possui influência sobre o preço da energia proveniente destes recursos, pois em épocas mais fartas de vento e sol, o fornecimento adicional de eletricidade reduz os preços. Como a queda dos preços é maior quanto maior for a capacidade instalada, o valor de mercado dessa energia cai com aumento da taxa de penetração. O trabalho de Hirth, visou desenvolver um melhor entendimento sobre como o valor de mercado

varia com a penetração, e como as políticas e preços afetam o valor de mercado. A evidência quantitativa é derivada de uma revisão de estudos publicados, análise de regressão de dados de mercado e o modelo foi calibrado com dados do mercado europeu de eletricidade.

Como pode ser observado na figura 6 a seguir, descobriu-se que o valor da energia eólica cai de 110% do preço médio da eletricidade local para 50 a 80%, à medida que a penetração da energia eólica na matriz de geração aumenta de zero para 30%. Para a energia solar, níveis de valor igualmente baixos são alcançados já com 15% de penetração na matriz de geração. Concluindo que a implantação competitiva de energia renovável em larga escala será mais difícil de realizar do que muitos antecipam. Novamente, fazendo um contraponto às fontes de geração com perfil intermitente, as contribuições para o estudo e desenvolvimento da geração de energia não intermitente se tornam relevantes.

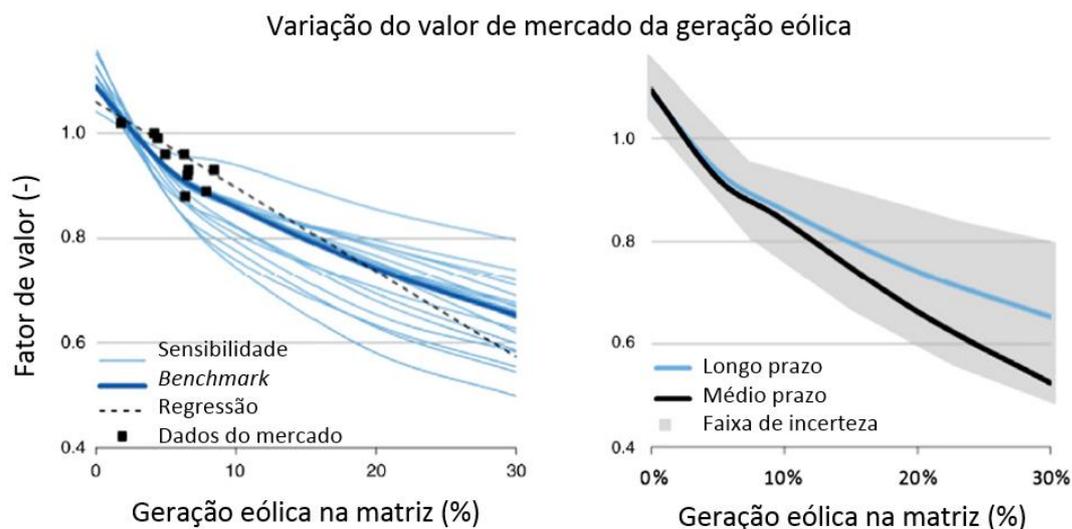


Figura 6: Variação do valor de mercado da energia solar fotovoltaica e eólica com aumento da penetração na matriz de geração de energia (adaptado de HIRTH, 2013).

Mais atualmente, em 2016, Hirth e Radebach (2016) analisou diversos estudos os quais mostraram que as receitas de geradores de energia eólica e solar, nos mercados da Alemanha diminuem com o aumento da implantação. Segundo os autores, essa queda de valor é frequentemente discutida quantitativamente, mas raramente analiticamente. Neste trabalho, observou-se que em baixa implantação, o valor de mercado é impulsionado pela covariância ao longo do tempo entre a disponibilidade de energia eólica ou solar, e consumo de eletricidade. Foi

determinado que, em países onde a demanda de energia atinge o pico ao meio-dia durante o verão, o valor da energia solar é inicialmente alto, sendo o equivalente verdadeiro para a energia eólica nas regiões onde os invernos coincidem com períodos de alta demanda por aquecimento. Constatou-se que à medida que a implantação aumenta, o valor de mercado diminui linearmente com a taxa de penetração em termos de energia. Também se observou que a intensidade do declínio é determinada pela variação relativa da geração eólica ou solar: quanto mais a produção estiver concentrada em algumas horas do ano, mais acentuada será a queda no valor. Ou seja, é nesse sentido que a variabilidade (intermitência) atua na queda de valor.

Os principais resultados podem ser observados na figura 7 a seguir, os quais representam a compilação de dados da literatura. O fator de valor representa o valor de mercado dividido pelo preço médio da eletricidade. E apresenta resultados partindo de valores acima de 1.0, pois no início da adoção da nova tecnologia de geração, observa-se maior interesse dos usuários, elevando sensivelmente o valor de mercado. De cada estudo analisado, gerou-se uma curva, e fica evidente que o valor de mercado varia de forma inversamente proporcional ao aumento da penetração na matriz de geração.

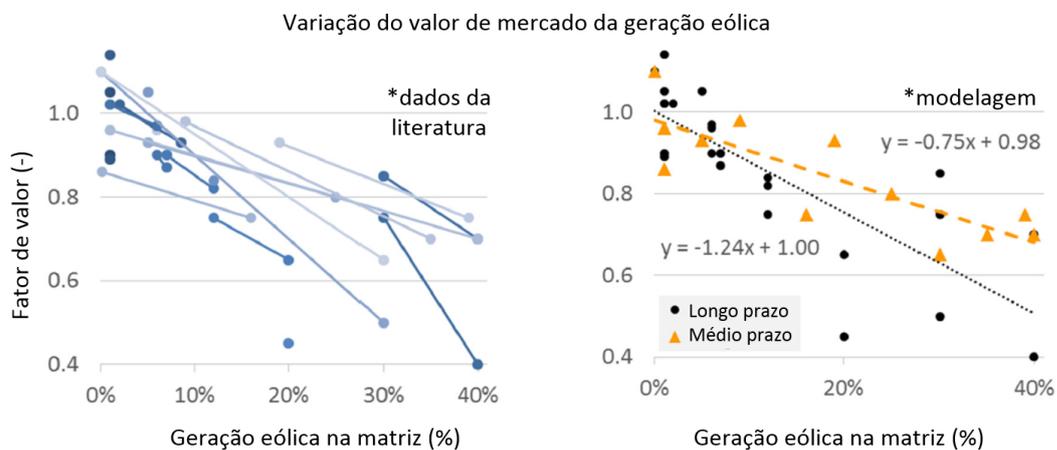


Figura 7: Variação do valor de mercado da energia eólica com aumento da penetração na matriz de geração de energia (adaptado de HIRTH, 2016).

Como pode ser observado, Hirth desenvolveu e aprimorou um modelo que baseado em dados obtidos da literatura mostra a dificuldade que se constituirá com o avanço da participação das fontes intermitentes na matriz de geração de energia. Mais uma vez se faz necessário consolidar a proposta deste trabalho como mais

uma solução que produz energia firme, com qualidade, confiabilidade, controlabilidade e segurança para o usuário final.

2.2 Processos de Deserção da Rede (*grid defection*)

Os processos de deserção de rede são uma realidade atualmente considerada para análises e estudos em sistemas de geração de energia elétrica. No trabalho de Peffley e Pearce (PEFFLEY E PEARCE, 2019), é analisado o potencial de deserção da rede de pequenas e médias empresas usando sistemas solares fotovoltaicos, baterias e geradores híbridos. É pontuado que as pequenas e médias empresas (PMEs) podem reduzir os custos de eletricidade, se puderem se desligar da rede de distribuição, com a implementação de sistemas híbridos de energia compostos por subsistemas solares, baterias e geradores. Neste trabalho, foi analisada a viabilidade técnica e econômica de sistemas híbridos implantados no setor comercial para viabilizar a autogeração. Os resultados das simulações mostram que a deserção da rede é viável para as PMEs com os preços atuais para os componentes do sistema híbrido, considerando os dados de simulação para o norte dos EUA. Na figura 8, é possível observar que o retorno do investimento é positivo nos cenários simulados.

	Cliente Autônomo	Hotel
Custo Presente Líquido (\$)	370,192.2	2,812,102
Custo Serviço de Rede (\$/25 anos)	778,974	5,324,070.70
Economia / Ano (\$/ano)	2114.36	8291.96
Economia Total Vida Útil (\$)	52859	207,299
Investimento Inicial (\$)	52,371	905,278
Fração Energia Renovável (%)	6.18	10.1
Retorno Sobre Investimento (%)	7.7	4.1

Figura 8: Análise econômica para processos de deserção da rede (adaptado de PEFFLEY E PEARCE, 2019).

Neste mesmo trabalho (PEFFLEY E PEARCE, 2019), constatou-se que, com alternância entre as formas de geração, o sistema provê segurança frente à volatilidade dos preços dos combustíveis. Para as menores cargas considerando a deserção da rede, o uso de um gerador ainda era lucrativo em comparação com a eletricidade da rede. Ainda cabe ressaltar que essas projeções econômicas não incluíam incentivos ou subsídios governamentais e, portanto, podem ser consideradas extremamente conservadoras para os estudos de caso específicos, concluindo que a deserção de rede pode ser uma realidade economicamente viável.

2.3 Eficiência Energética e Descarbonização

Considerando-se o total das emissões globais dos gases do efeito estufa (GEE), 40% possuem origem na indústria, transporte, e edificações, e 25% são originárias dos processos de geração de energia (FRAUNHOFER ISI, 2015). Dessa constatação, é possível deduzir que o uso mais eficiente da energia, apresenta grande potencial de redução das emissões destes gases. Neste mesmo trabalho, é constatado que as estimativas de economia de energia apresentam valores entre 17 e 19 EJ quando consideradas as regiões de interesse (EUA, UE, China, Índia, Brasil e México), no ano de 2030, desde que associada a uma via de descarbonização que promove fortemente a eficiência energética.

Neste contexto, é exposto que os custos sociais líquidos da descarbonização podem ser reduzidos em até 255 bilhões de dólares americanos por ano. Tal redução de custo, situa-se entre 0,05% e 0,41% do PIB nas regiões de interesse, o que na época do estudo representava uma soma maior do que os investimentos anuais em energias renováveis. Na figura 9 a seguir, observa-se que a análise para o setor de geração de energia, apresenta considerável potencial de redução de emissões (CO₂eq/ano), porém o custo para exploração desse potencial é alto quando se considera emprego de fontes renováveis e nuclear.

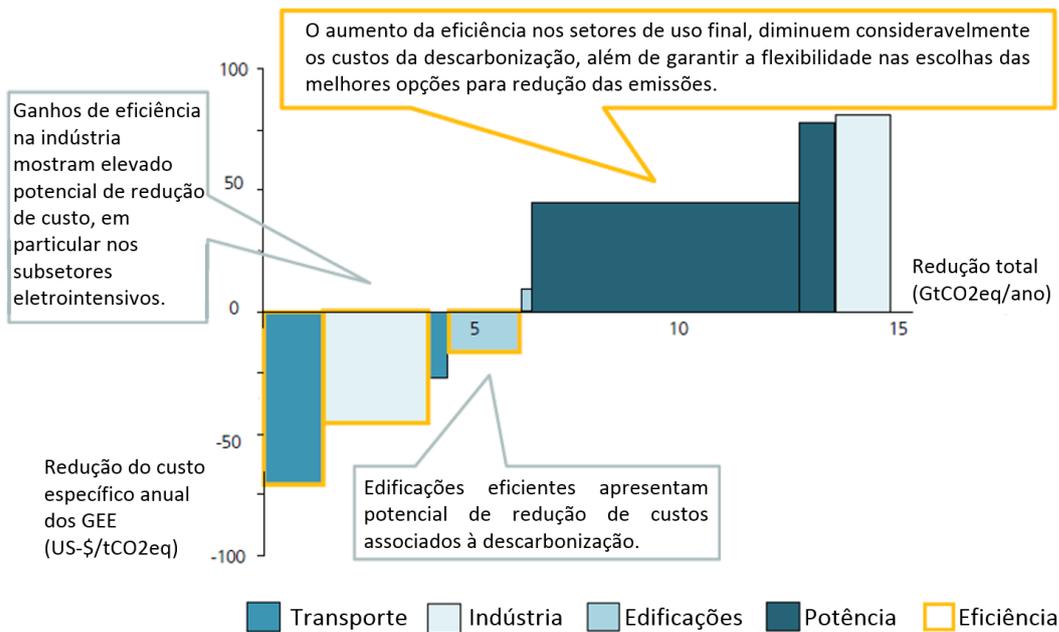


Figura 9: Potencial de redução de emissões (adaptado de FRAUNHOFER ISI, 2015).

Com isso, criar outras soluções relacionadas aos processos de geração de energia, que sejam necessariamente mais eficientes, pode contribuir fortemente para as reduções das emissões de GEE, constituindo-se dessa forma, mais um motivador para o presente trabalho.

Ainda com o intuito de incremento da eficiência e descarbonização nos processos de geração de energia elétrica foi considerado a substituição dos geradores a Diesel por equipamentos a Gás Natural. A consideração dessa substituição dos combustíveis foi construída no contexto da avaliação de impactos provenientes de iniciativas de eficiência energética, com o emprego de estimativas de linha de base (*baseline*). No presente trabalho, a linha de base será definida a partir dos dados de saída do modelo numérico desenvolvido, quando considerado o emprego dos grupos geradores a Diesel, pois o uso destes se constitui a principal opção comercialmente adotada (*business as usual*) (ANEEL, 2022). O emprego da metodologia de avaliação através de estimativa de linha de base, é amplamente utilizada no âmbito nacional, por entidades de referência em programas voltados para promoção da eficiência energética, como o Procel (PROCEL, 2019). A conveniência na utilização dessa metodologia é também ratificada pelo programa Collaborative Labeling and Appliance Standards Program (CLASP), que envolve, desde 1999, o International Institute for Energy Conservation (IIEC), o Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) e a ONG Alliance to Save Energy. Esse

programa é motivado pelo fomento do uso adequado de padrões de eficiência energética principalmente nos países em desenvolvimento (CLASP, 2021; PROCEL, 2019).

2.4 Grupos Geradores de Energia Elétrica

Os grupos geradores abordados no contexto deste trabalho, empregam motores de combustão interna e são comumente encontrados hoje no mercado. A origem destas máquinas, pode ser datada por volta do século XIX. Em 1876, Nikolaus August Otto, engenheiro alemão, desenvolveu o primeiro motor de ignição por centelha e, em 1892, outro engenheiro de mesma nacionalidade chamado Rudolf Diesel, criou o motor de ignição por compressão (HEYWOOD, 1988). Em cerca de um século e meio, esforços foram direcionados no intuito de buscar meios de controlar os níveis de emissões de poluentes, aumentar a confiabilidade e eficiência térmica dos motores (FERGUSON E KIRKPATRICK, 2016), sendo então razoável considerar que são máquinas consolidadas e seguras do ponto de vista técnico. No Plano Nacional de Energia para 2050, os grupos geradores a Diesel são modelados para o serviço de complementação de potência, pois apresentam baixo custo de investimento e operação, além de manutenção e combustível conhecidos e confiáveis (EPE, 2020).

Segundo McGill *et al.* (2013), existe grande disponibilidade de motores de combustão interna que operam com Gás Natural, inclusive de diferentes fabricantes. Existem também, diferenciadas configurações comercialmente disponíveis de motores de ignição por compressão, de dois e quatro tempos, que operam com Gás Natural, em modo bicomcombustível (com o Diesel), ou somente a gás. Além de motores de ignição por centelha, de quatro tempos, operando somente com Gás Natural. Em ambos os casos, estes motores podem ser empregados em grupos geradores de energia elétrica.

Os grupos geradores a Gás Natural estão disponíveis no mercado, porém não são a opção mais usual. Principalmente no contexto nacional, conforme levantamento da matriz de geração elétrica por tipo de geração e combustível final. Onde, para um total de 2409 usinas termelétricas atualmente em operação no Brasil,

somente 174 empregam diretamente o Gás Natural, correspondendo a cerca de 7% do total de empreendimentos (ANEEL, 2022). Esse dado foi gerado no mês de agosto de 2022, em aplicação disponível no endereço eletrônico da Agência Nacional de Energia Elétrica, comparando-se os resultados para os filtros de dados denominados “Gás Natural” e “Diesel”. Ressalta-se aqui que a aplicação supracitada não dispõe de filtros para as especificações do modo de operação das usinas cadastradas no sistema.

Desde que observadas orientações dos fabricantes, os grupos geradores cumprem com êxito a função para a qual foram desenvolvidas, além de estarem fartamente disponíveis no mercado e possuem acessibilidade quanto a manutenção e peças de reposição. Os geradores possuem flexibilidade na operação podendo operar de acordo com a carga ou em regimes fixos, em patamares de carga mais elevados, apresentando menor consumo específico de combustível (ANEEL, 2008).

Em documento de apoio ao Plano Nacional de Energia para 2050 (EPE, 2018), é contextualizado que a problemática com relação a expansão da oferta de geração se ampliará além da garantia de suprimento de energia. Pois é esperado que no futuro, deverão ser observados outros requisitos sistêmicos como a capacidade de atendimento a demanda, independentemente do instante da solicitação, e a necessidade de lidar com variações de oferta e demanda. Estes requisitos, são respectivamente denominados como requisitos de capacidade e flexibilidade. Com isso, é esclarecido que surgirão novas formas de contratação, com preferência pelas opções tecnológicas mais competitivas e que tragam maior valor agregado ao sistema. Nesse contexto, as usinas termelétricas serão consideradas boas opções, e terão mais oportunidades de utilização.

Dessa forma, a EPE destaca que cada um dos requisitos específicos possui uma tecnologia que pode ser considerada mais adequada, com relação ao emprego em determinado contexto. De forma ampla, na figura 10 a seguir, são especificadas as possíveis relações entre requisitos e tecnologias de usinas termelétricas a gás natural. O destaque é justamente para os motores de combustão interna, visto que, exceto para o requisito de potência unitária, apresenta bons resultados no contexto dessa comparação. Além disso, espera-se que a baixa pontuação neste requisito, possa ser contornado com o emprego de múltiplas unidades de geração operando de forma associada.

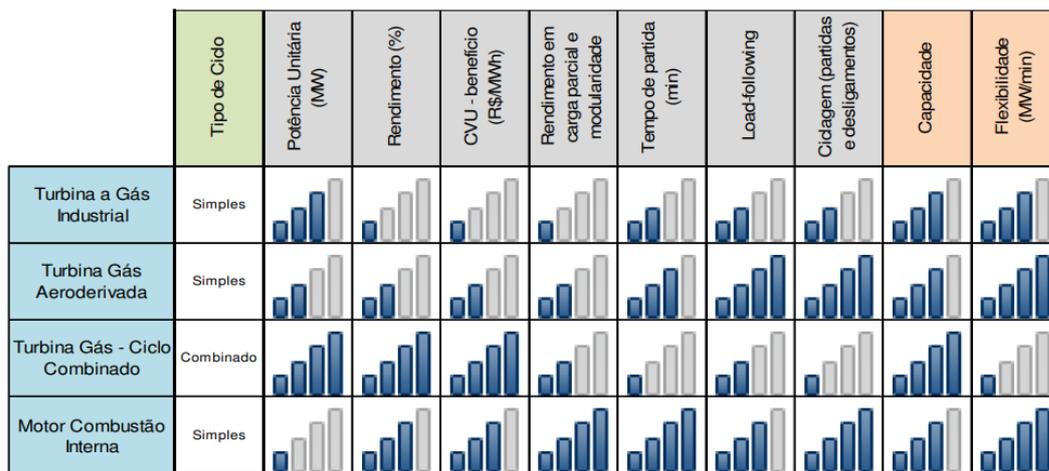


Figura 10: Comparação entre os tipos de geração termelétrica com emprego do Gás Natural (EPE, 2018).

Portanto, o emprego dos grupos geradores de energia elétrica em arranjos mais eficientes, e com o emprego de outros combustíveis diferentes de Diesel, pode se traduzir em expandir mais uma fronteira para os motores de combustão interna. Visto que atualmente, se encontram até certo ponto ameaçados frente às imposições de mudanças e diversificação da matriz energética nacional, que são impostas pela pauta climática.

2.4.1 Considerações sobre o uso do Gás Natural

O Gás Natural, é um combustível de origem fóssil e não renovável. É encontrado na natureza, em reservatórios geralmente localizados em regiões profundas no subsolo, podendo ser de forma associada ou não ao petróleo. Assim como o petróleo, resulta da degradação da matéria orgânica, e é extraído do solo através de perfurações (SPEIGHT, 2018). Em condições atmosféricas normais de temperatura e pressão, é resultado da combinação de hidrocarbonetos gasosos leves, principalmente, metano (+ 85% em volume) e etano (3 a 8% em volume) (SPEIGHT, 2019). Para os locais com fornecimento canalizado, antes de ser transportado por gasodutos, o combustível passa por unidades de processamento, onde são extraídas impurezas como água, areia, outros gases, além de componentes condensáveis (mais pesados), como gasolina e o gás liquefeito do petróleo. Nesse

caso, o abastecimento pode ser considerado contínuo e dispensa o uso de reservatórios. O que reduz o espaço necessário para instalações de equipamentos, e evita possíveis transtornos com transporte, armazenagem e processos de compra, visto que o faturamento é posterior ao consumo. Em caso de vazamentos, possui a vantagem de ser mais leve que o ar, facilitando a dispersão pelo ambiente.

O Gás Natural pode ser considerado um combustível mais eficiente que o Diesel por alguns motivos. O primeiro deles é que apresenta maior poder calorífico, ou seja, mais energia na mesma porção de matéria (MORAN E SHAPIRO, 2014). Essa distinção pode ser observada ao comparar os valores do poder calorífico inferior (PCI) destes combustíveis, os quais podem ser encontrados nas folhas de dados dos grupos geradores (CATERPILLAR, 2021; CAT, 2021). Nesse caso, observa-se cerca de 13,46% de diferença entre o PCI do Diesel, com o valor de 42.780 kJ/kg, em comparação com o PCI do Gás Natural, com o valor de 48.539 kJ/kg. Importante notar que esses valores variam na literatura, visto que, são resultantes de diferentes procedimentos e condições das medições. No trabalho de Vieira e Farias (2021), à partir de dados de diferentes fontes da literatura, foram catalogados os valores para o poder calorífico de diversos combustíveis, entre estes, o Diesel e o Gás Natural nacional proveniente de cinco regiões diferentes do Brasil. Neste caso, comparando-se o poder calorífico do Diesel de 45.288 kJ/kg, e do Gás Natural de 51.140 kJ/kg, a diferença cai para cerca de 12,92%.

Por se encontrar na natureza em estado gasoso, não necessita sofrer vaporização, menos ainda, atomização, antes do processo de combustão (MELCHIADES, 2012). Em processos mais simples de queima, os possíveis ajustes da intensidade da combustão, são facilmente obtidos através da modulação da vazão de combustível. Também possui a característica de reduzir os processos de corrosão e diminuir a incidência de incrustações nos equipamentos (LECHNER, 1997). Além disso, a razão entre a quantidade de átomos de hidrogênio e carbono é maior no Gás Natural (CH_4) em relação ao Diesel ($\text{C}_{16}\text{H}_{34}$), fazendo com que o primeiro seja mais eficiente do ponto de vista energético. De forma simplificada, os combustíveis podem ser representados pela molécula do componente com maior participação em sua composição, ou molécula característica. Sendo o Gás Natural representado pelo metano (CH_4), e o Diesel pelo cetano ($\text{C}_{16}\text{H}_{34}$), a razão hidrogênio/carbono do primeiro vale 4 e do segundo vale somente 2,12, ratificando a afirmação anterior. Essa razão é diretamente proporcional à capacidade energética

do combustível, e a diminuição da duração da combustão (ALRAZEN et al., 2016; LÉON, 2008), sendo a última possibilitada pela diminuição do tempo de ignição, pela maior uniformidade da mistura, e pela maior velocidade de frente de chama.

Além disso, o Gás Natural é um combustível que ainda apresenta relativa segurança quanto a disponibilidade de reservas que garantem o seu fornecimento atual e futuro (ANP, 2021). E, ainda que necessite considerável expansão na infraestrutura de fornecimento (ESTADO DE MINAS, 2019), possui alguma capilaridade em território nacional, como pode ser observado no Mapa da Infraestrutura de Gasodutos de Transporte no Brasil (EPE, 2021), o que facilitaria o emprego da estratégia proposta neste trabalho em outras localidades do país.

No âmbito governamental, é importante ressaltar a importância do Programa Novo Mercado de Gás, e o Marco Regulatório do Gás Natural, a Lei 14.134, de 2021. Anunciado pelo Governo Federal em 2019, o Novo Mercado de Gás é o programa que visa a formação de um mercado de Gás Natural aberto, com dinamismo e competitividade, promovendo assim, condições para redução do preço, contribuindo para o desenvolvimento econômico do país. Além disso, o programa contempla medidas em todos os elos da cadeia de valor deste combustível, partindo das etapas produtivas até a distribuição, com o intuito de fomentar o uso mais eficiente das infraestruturas existentes, permitindo a atração de novos investimentos e promovendo a concorrência no mercado de gás natural (MME, 2022). Ainda de acordo com o Ministério de Minas e Energia, o referido programa, possui como principais pilares, alguns aspectos que promovem o incremento da participação do gás na matriz energética nacional, sendo estes: a promoção da concorrência; a harmonização das regulações estaduais e federal; a integração do setor de gás com setores elétrico e industrial; e a remoção de barreiras tributárias. Com relação aos principais resultados esperados com adoção do programa, estão o aumento da competitividade na geração termoelétrica a gás, e na indústria, principalmente nos segmentos como da celulose, petroquímica, fertilizantes, cerâmica, siderurgia e outros. Além disso, a ampliação dos investimentos em infraestrutura de processamento, escoamento, transporte, e distribuição de gás natural, e melhorar o aproveitamento do gás proveniente do Pré-Sal, na bacia de SE/AL entre outras descobertas.

Por sua vez, o Marco Regulatório do Gás Natural, publicado em 2021, também possui o intuito de fomentar e manter a competitividade no uso deste

combustível. Pra isso, a legislação visa regulamentar o transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de Gás Natural no país, garantindo, por exemplo, a desverticalização, e a independência entre as empresas atuantes na distribuição, transporte e produção. Novamente, busca cumprir o objetivo de desenvolver e manter a competitividade do setor, além de promover a independência entre os elos da cadeia do Gás Natural, impedindo que um único grupo possa controlar todas as etapas do sistema até o consumidor final (AGÊNCIA SENADO, 2022). A legislação prevê também outros dispositivos para viabilizar a desconcentração do mercado, no qual a Petrobras é detentora de 100% da importação e processamento e de aproximadamente 80% da produção deste combustível.

Atualmente em 2022, em relatório do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), é possível observar estagnação da oferta e da demanda de Gás Natural no país, principalmente desde o quarto trimestre de 2020, o que pode estar relacionado com a pandemia do Covid 19. Também observa-se elevação dos preços médios (US\$/MMBtu) para o consumo industrial (20 mil m³/d), por volta de 45,39% entre maio de 2021 e abril de 2022. Os aumentos de preços mais recentes, se relacionam com a inédita elevação de preços observada internacionalmente, principalmente pelos efeitos dos conflitos na Ucrânia. Além disso, ainda é reportada a necessidade de promover as ações para harmonização das regulações estaduais e federal, dar prosseguimento a agenda tributária, e acompanhar os processos de desinvestimento da Petrobras e dos procedimentos para acesso de terceiros em infraestruturas essenciais (CMGN MME, 2022). Estes resultados mostram a complexidade da implementação de um programa dessa magnitude em nível nacional.

Com relação ao potencial de emissões de GEE, quando comparado com o Diesel, o uso do Gás Natural pode ser considerado mais limpo. Em estudos de estimativas de fatores de emissão de GEE, para o ciclo de vida da instalação, considerando processos de geração termelétrica, é estimado que o Diesel apresenta um valor de 866,0 gCO₂eq/kWh, ao passo que para o Gás Natural o valor é reduzido, correspondendo a 548,0 gCO₂eq/kWh (MIRANDA, 2012). Conclusões nessa mesma linha, também podem ser encontradas em outros trabalhos no contexto nacional, como em Reis (2017), ou em Reis, Fadigas e Carvalho (2012).

Uma comparação das emissões do Diesel e Gás Natural pode ser observada na figura 11.

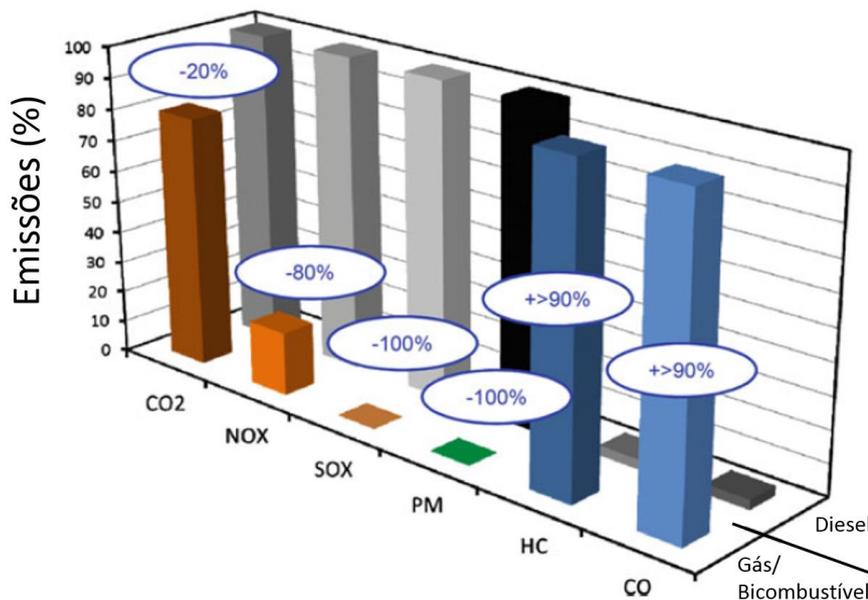


Figura 11: Comparativo das emissões de poluentes provenientes da combustão do Gás Natural em motores a gás e bicombustíveis, em relação à combustão do Diesel (adaptado de SCHLICK, 2014).

Como pode ser observado, a combustão do Gás Natural pode reduzir as emissões de CO₂ em aproximadamente 20%, quando comparadas com as emissões provenientes da combustão do Diesel (SCHLICK, 2014).

Em motores marítimos de quatro tempos, operando com mistura pobre (*lean-burn*), foram relatadas reduções de até 30% de CO₂ (LEVANDER, 2011). Em ambos os casos, essa redução das emissões de CO₂ relatada, também pode ser atribuída à menor razão carbono/hidrogênio, das moléculas de Gás Natural em comparação com o Diesel (LEVANDER, 2011; HARALDSON, 2011). Como supracitado, com a representação simplificada pela molécula com maior participação na composição do combustível, a razão carbono/hidrogênio do Gás Natural vale somente 0,25 e do Diesel vale 0,47, ratificando a afirmação anterior.

As emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x) podem ser reduzidas em até 80%, nos motores bicombustíveis e a Gás Natural, em comparação com motores diesel convencionais. Considerando-se a operação de motores a gás com elevada relação ar-combustível, e novamente mistura pobre, as reduções de NO_x podem alcançar até 85% quando comparadas com os motores Diesel convencionais (LEVANDER, 2011). Por sua vez, as emissões de óxidos de enxofre (SO_x) são praticamente eliminadas durante a combustão do Gás Natural, uma vez que o

enxofre é removido do combustível durante o processo de liquefação para os casos nos quais são utilizados o GNL (Gás Natural Liquefeito) (CHRYSSAKIS et al., 2015; MOHR E BAUFELD, 2013).

As emissões de material particulado (MP) são extremamente baixas quando utilizado o Gás Natural em motores quatro tempos, principalmente operando com mistura pobre (CHRYSSAKIS et al., 2015), em comparação com a combustão convencional do Diesel. Isso pode ser atribuído à menor complexidade molecular dos gases provenientes da combustão da mistura que compõe o Gás Natural. O motivo dessa baixa complexidade, se relaciona com a redução da geração de hidrocarbonetos poliaromáticos (PAHs), os quais são considerados precursores de material particulado primário (SRINIVASAN, 2019). Outro benefício da combustão do Gás Natural, é que reduz consideravelmente a incidência de depósitos de resíduos da queima em formato de “borra de óleo” (CHRYSSAKIS et al., 2015; MOHR E BAUFELD, 2013; LEVANDER, 2011).

Por sua vez, as emissões de hidrocarbonetos não queimados (HC) e monóxido de carbono (CO), são elevadas durante o emprego do Gás Natural em motores de combustão interna, quando comparadas com a combustão do Diesel (SCHLICK, 2014). Além disso, também é esperada a intensificação das emissões de metano (*methane slip*) em comparação com a operação convencional com o Diesel. O que deve ser pontualmente analisado, visto que o metano é considerado um gás promotor do aquecimento global com potencial prejudicial cerca de 20 a 25 vezes maior que o dióxido de carbono (MCGILL et al., 2013).

2.5 Armazenamento de Energia

Os sistemas de armazenamento de energia possuem a capacidade de absorver energia, conservar por um determinado período de tempo e posteriormente devolver, parcial ou totalmente, a quantidade de energia armazenada para suas respectivas fontes ou direcionar para uso final (NETO et al., 2019). O estudo sobre estes sistemas ao longo do tempo, possibilitou que a implementação fosse disseminada por volta dos anos 1980 (ALBAWAB et al., 2020), sendo desde então

empregados em redes elétricas principalmente para apoio na regulação do fluxo de energia e promoção da qualidade e segurança da rede.

O interesse na pesquisa, desenvolvimento e emprego destes sistemas se torna cada vez mais expressivo principalmente pelo incremento do uso de fontes de energias renováveis não despacháveis e intermitentes (MASSAGUÉ et al., 2020). A intermitência e as variações inerentes a tais fontes têm maior potencial de dificultar a compatibilização das mesmas com os sistemas de distribuição atualmente utilizados do que as fontes mais tradicionais. Os sistemas de armazenamento de energia podem atuar na regularização do fluxo de energia das fontes renováveis, respondendo a fluxos inesperados e momentâneos ou operando em ciclos específicos de carga e descarga de acordo com o interesse do operador, permitindo o gerenciamento da energia e promovendo aumento na confiabilidade, qualidade e proteção do sistema como um todo (LUO et al., 2015).

Estes sistemas podem atuar associados às redes de distribuição tradicionais, porém, a possibilidade de gerenciamento do fluxo de energia em sistemas compostos por fontes não despacháveis, possibilita novos modos de operação, como por exemplo, operação em microrredes ilhadas (WU et al., 2015), apoiando dessa forma, a penetração das fontes renováveis de energia em sistemas desligados da rede de distribuição. Quando operando em conjunto com sistemas de transformação/geração de energia, independente da origem dos recursos energéticos, desempenham forte papel no intuito de promover novas possibilidades de associações entre esses sistemas, expandindo a gama de projetos possíveis com possibilidades de ganhos em eficiência energética, confiabilidade e segurança, além de apoiar a mitigação de impactos ambientais decorrentes dos processos de geração de energia.

As fontes primárias de energia são definidas como as fontes oriundas da natureza em sua forma direta, ao passo que se entende por energia secundária o resultado dos diferentes processos de transformação da energia primária (COPEL, 2022). Considerando as inúmeras fontes primárias disponíveis, e seus respectivos processos de transformação (REIS, 2017), observável na figura 12 a seguir, é possível compreender que as possíveis formas de armazenamento de energia serão igualmente numerosas.

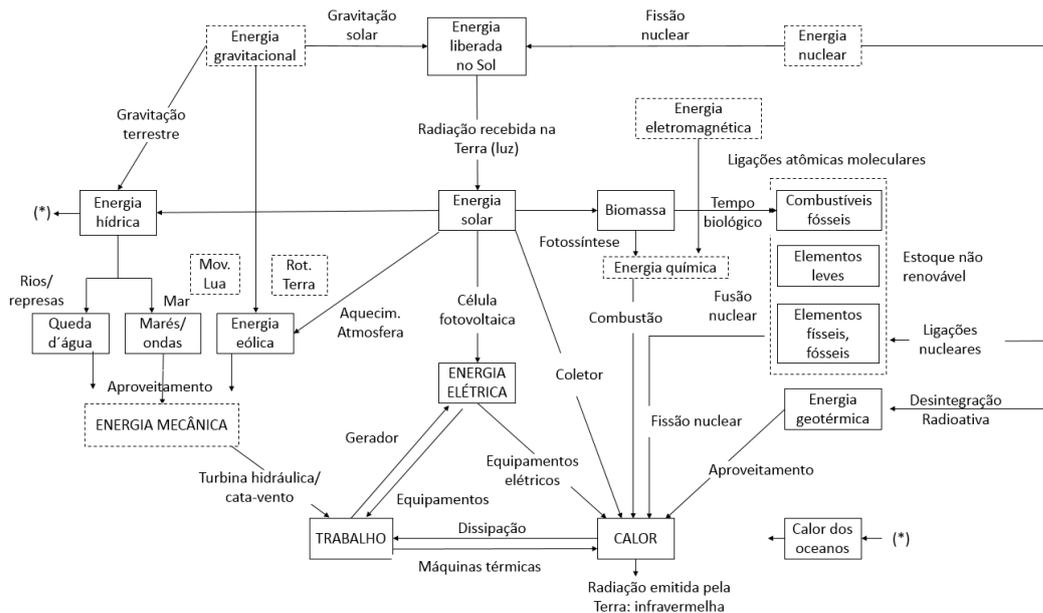


Figura 12: Fontes de energia (adaptado de REIS, 2017).

Albawab et al. (2020), Neto et al. (2019) e Luo et al. (2015) segregaram as principais tecnologias e/ou sistemas de armazenamento de energia nos seguintes grandes grupos: armazenamento de energia mecânica; armazenamento eletroquímico de energia; armazenamento em campo elétrico; armazenamento de energia térmica; e armazenamento químico. Constata-se então que são várias as tecnologias possíveis que possibilitam o armazenamento de energia.

Ao analisar pontualmente cada uma dessas tecnologias, observam-se inúmeras possibilidades de processos para alcançar o objetivo inicial de armazenar certa quantidade de energia. Necessariamente, as possibilidades se apresentam com relação direta à forma na qual a energia se apresenta no meio, sua fonte primária e a modalidade de solicitações nos respectivos usos finais.

Como exposto por Neto et al. (2019), os fatores supracitados, bem como a combinação entre os mesmos, elevam consideravelmente o número final de possibilidades e rotas possíveis para cada situação. E devido às perdas inerentes a cada etapa, de cada um dos processos envolvidos, é natural que seja necessária uma análise criteriosa e ponderada do melhor caminho a se percorrer, visando a redução de tais perdas e/ou a escolha da rota que apresente a maior eficiência possível. Com isso, se faz necessário a consideração de critérios metodológicos específicos, bem como classificações que possibilitem a correta estimativa e comparação entre os sistemas de armazenamento de energia.

Para melhor contextualização destes sistemas, é fundamental ter em mente a relação entre potência e capacidade de armazenamento de energia. A primeira, se refere à taxa máxima com a qual a energia pode entrar ou sair do sistema. A segunda, está relacionada com a quantidade máxima de energia que porventura esteja armazenada em um sistema em determinado instante de tempo.

É possível compreender essa relação quando analisamos na prática em algumas simples aplicações, como por exemplo nas descargas das baterias automotivas no momento da partida do motor do veículo, onde notamos que é exigida elevada potência e menor quantidade de energia. Em contrapartida, em aplicações que utilizem baterias estacionárias para complementação de fornecimento, de uma forma geral, exige-se uma grande quantidade de energia, geralmente em menores níveis de potência.

Com isso, é possível compreender que dependendo da aplicação, é necessário que a energia seja imediatamente introduzida nos sistemas, ao passo que em outras aplicações, se faz necessário o deslocamento das cargas no tempo. O importante aqui é ressaltar a inevitabilidade do *trade-off* entre as diversas características inerentes a cada sistema/tecnologia, e que necessariamente, para cada cenário construído, enfrenta-se uma acirrada relação entre as características almejadas e as que de fato são plausíveis de serem alcançadas com as soluções atualmente disponíveis.

É nesse intuito que são desenvolvidos trabalhos focados em analisar tais relações, como em Luo et al. (2015), onde é feita uma análise do estado da arte com relação aos sistemas de armazenamento de energia, incluindo o detalhamento do potencial de aplicação de cada recurso e respectivas comparações, gerando gráficos importantes com relação ao tema.

Estes gráficos são ferramentas formidáveis para avaliações preliminares das possíveis soluções em armazenamento de energia. O principal gráfico que pode ser utilizado com essa finalidade é o que relaciona a potência de descarga (MW) e a capacidade de armazenamento de energia nominal (MWh) para as principais tecnologias de armazenamento, considerando inclusive o tempo de duração da descarga, como pode ser observado na figura 13 a seguir.

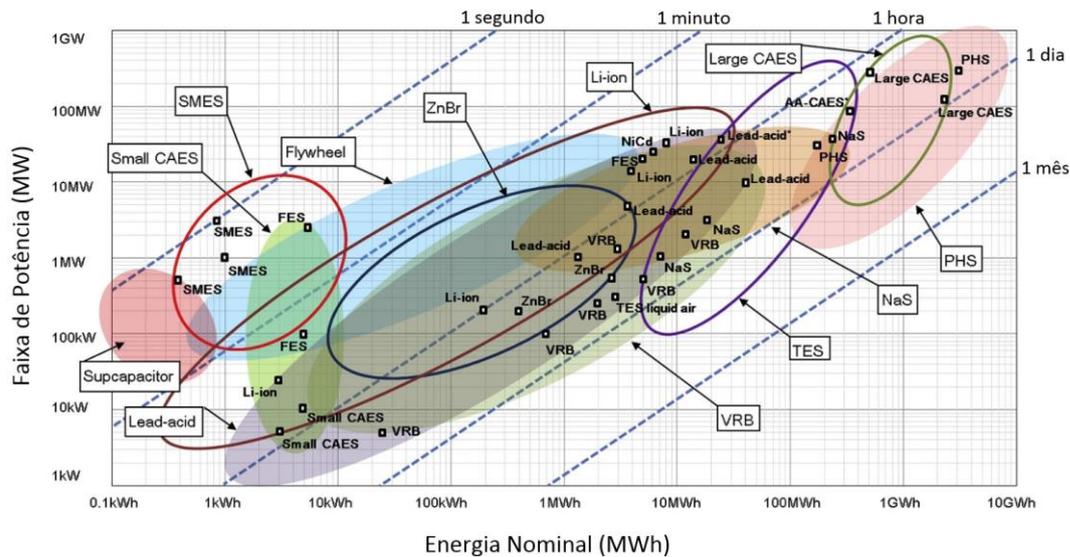


Figura 13: Comparação da potência e capacidade de armazenamento com tempo de duração da descarga na potência nominal (adaptado de LUO *et al.*, 2015).

Em Luo *et al.* (2015), também podem ser consultados gráficos específicos com relação ao volume dos diversos sistemas de armazenamento, relacionando dados de densidade de potência (W/l) e densidade de energia (Wh/l). Além de também ser possível consultar gráficos específicos com relação ao peso, relacionando a potência específica (W/kg) com a energia específica (Wh/kg). No mesmo intuito, em Sprake *et al.* (2017), é referenciado o gráfico gerado por Sabihuddin *et al.* (2015) onde é possível encontrar as tecnologias de armazenamento de energia comparadas com relação à ordem de grandeza e a durabilidade do armazenamento, bem como a maturidade da tecnologia.

O emprego dos sistemas de armazenamento de energia, para além dos fatores supracitados, tem como aspecto positivo a possibilidade de utilização para provimento de serviços ancilares (ou auxiliares). Conforme descrito em Freund *et al.* (2021), os serviços ancilares podem ser definidos como serviços empregados em sistemas elétricos de potência visando garantir a confiabilidade operacional do sistema como um todo. Também podem ser definidos como serviços complementares de grande importância para o funcionamento dos serviços básicos, como geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia (INEE, 2006).

Em Tan *et al.* (2021) e Maeyaert *et al.* (2020), é possível encontrar as definições, bem como as respectivas relações com os sistemas de armazenamento de energia para os serviços de regulação ou resposta à frequência, suporte para

regulação de tensão e potência reativa, alívio de congestão da rede de distribuição, suporte em eventos de desabastecimento de energia, mecanismos de resposta à demanda, arbitragem de energia, adequação de recursos e reserva girante bem como a relação destes com as tecnologias de armazenamento. Além de especificações detalhadas com as quais se torna possível cruzar as necessidades de potência e tempo de atuação requeridos para os serviços (TAN et al., 2021; SPRAKE et al., 2017).

No Brasil, para efeitos regulatórios, os serviços ancilares estabelecidos são os citados na Resolução Normativa nº 697 – REN 697, de 16 de dezembro de 2015, que são: autorrestabelecimento integral e parcial; controle primário de frequência; controle secundário de frequência; despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa; sistema especial de proteção; e suporte de reativos.

Além de especificar os serviços ancilares, a REN 697 cumpre o papel de estabelecer os procedimentos para prestação dos mesmos, além dos procedimentos para adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico. A resolução também especifica a possibilidade de remuneração, fazendo a distinção somente para os serviços de autorrestabelecimento integral, controle secundário de frequência, sistema especial de proteção, e suporte de reativos (mediante o uso de unidades geradoras enquanto operam como compensadores síncronos). Porém, considera o provimento destes serviços sem levar em consideração nenhum critério, ou imposição, com relação à eficiência do sistema e/ou combustíveis empregados. O que nos chama a atenção para o descompasso da regulamentação nacional com as práticas mais modernas e ressalta a importância da criação e emprego de dispositivos normativos específicos sobre a temática.

Outra questão importante que se relaciona com a prestação serviços auxiliares, é o que pode ser entendido como requisitos de flexibilidade na geração. Definido como a capacidade de lidar com variações de oferta e demanda (EPE, 2018), este pode ser compreendido pelo emprego associado dos serviços de regulação ou resposta à frequência, suporte para regulação de tensão e potência reativa. No contexto do presente trabalho, cabe ressaltar que a opção pela geração termelétrica com grupos geradores com motores de combustão interna apresenta elevado potencial de atendimento aos requisitos de flexibilidade, como observado anteriormente na figura 10.

Em consonância com as aplicações em serviços auxiliares, em Schmidt *et al.* (2019), foi realizado uma análise e projeção dos custos nivelados da energia considerando tecnologias de armazenamento e diversas aplicações em sistemas de energia e potência no período de 2015 até 2050, com base em projeções para redução do custo do investimento e parâmetros de desempenho. E, com relação às projeções do custo nivelado, até 2020, observou-se que, ao considerar uma possível redução contínua do custo de investimento, as baterias de íons de lítio poderiam superar as baterias de fluxo redox (*Redox Flow Batteries*) em altas frequências. Além de competir com a hidrelétrica reversível em altas durações de descarga, se tornando dessa forma, a tecnologia mais econômica para a maioria das aplicações modeladas até 2030.

Essa mesma projeção confirma que as baterias de íons de lítio se tornam competitivas para a maioria das combinações de descarga e frequência abaixo de 8h de duração, com uma vantagem de custo particularmente forte em frequências (descargas por ano) abaixo de 300 e acima de 1.000. Também é estimado que com a curva de experiência, será possível reduções de custo ainda mais fortes para as baterias de lítio no longo prazo. E, para o cenário no qual são excluídas as tecnologias de hidrelétrica reversível e ar comprimido, devidos às restrições de disponibilidade geográfica, as baterias de lítio substituirão todas as outras tecnologias de bateria até 2030. Além de dominar todas as combinações de descarga e frequência junto com os volantes de inércia (para alta frequência – ou elevada quantidade de descargas por ano) e armazenamento de hidrogênio (para elevadas durações de descargas).

O autor (SCHMIDT *et al.*, 2019) também conclui que a projeção para o custo nivelado, considerando as aplicações com íons de lítio, será reduzido para um terço, até metade do valor atual, em 2030 e 2050 respectivamente. De forma que esta se torne a tecnologia mais econômica, considerando praticamente a totalidade das aplicações estacionárias a partir de 2030.

Portanto, o emprego de sistemas de armazenamento de energia, principalmente com baterias de íons de lítio, pode ser considerada uma importante ferramenta no apoio na transição da matriz energética. A associação entre dispositivos de armazenamento, e dispositivos de geração de energia, são denominados sistemas híbridos de energia.

2.6 Sistemas Híbridos de Energia

À medida em que os requerimentos sobre os sistemas de energia se tornam mais rigorosos com relação a diversos aspectos, como flexibilidade de fornecimento, a associação entre diferentes dispositivos nestes sistemas se torna imprescindível para o melhor aproveitamento dos recursos energéticos. Nesse contexto, considerando a combinação entre os dispositivos de geração e armazenamento de energia, constituem-se os sistemas híbridos de energia elétrica.

A adoção dos sistemas híbridos de energia pode ser considerada promissora em diversos aspectos. Para o caso de sistemas conectados à rede de distribuição de energia elétrica (*on-grid*), a flexibilidade dos sistemas híbridos, possibilitará que o usuário tenha poder de escolha e decisão. Dessa forma, podendo optar pela exportação ou importação de energia ao longo de determinado período, a depender do seu consumo e de sua geração própria. Essa possibilidade de intercâmbio de energia, se torna interessante quando relacionada com o custo das tarifas de energia elétrica.

Especificamente no Brasil, os consumidores de médio e alto consumo possuem diferentes formas de tarifação de acordo com o horário, onde o custo da importação de energia proveniente da rede de distribuição aumenta consideravelmente nos horários de ponta. Nesse contexto, a adoção dos sistemas híbridos com armazenamento de energia, permite que o usuário escolha em quais momentos importará energia da rede, podendo optar por tarifas mais atrativas do ponto de vista econômico. Além disso, o emprego do armazenamento de energia em conjunto com os sistemas de geração pode trazer benefícios como redundância no atendimento da demanda, permitindo por exemplo o restabelecimento do fornecimento em períodos de ausência de fornecimento pela rede de distribuição.

Por sua vez, para o caso de sistemas desconectados da rede de distribuição de energia elétrica (*off-grid*), a adoção dos sistemas híbridos com armazenamento de energia, pode ser considerado um facilitador, e/ou fator habilitador de tais iniciativas. Isso se aplica principalmente nos cenários nos quais são considerados sistemas de geração de energia com emprego de fontes renováveis intermitentes. Pois, a hibridização do sistema de geração, ao permitir maior flexibilidade e regularização do fornecimento de energia ao longo do dia, faz com que seja possível

reduzir ou até eliminar a dependência do sistema de distribuição, como citando anteriormente nos processos de deserção da rede. Além disso, a adoção do armazenamento pode reduzir o espaço necessário para a instalação dos equipamentos, principalmente quando comparados por exemplo aos sistemas de geração puramente fotovoltaicos.

Nos sistemas híbridos de energia, a utilização dos bancos de baterias, em conjunto com sistemas de geração, agrega versatilidade ao projeto. Baterias possuem capacidade de fornecimento de energia quase que instantâneo, atuando frente a picos inesperados de demanda. Além de introduzir alta taxa inercial ao sistema, característica que pode compensar o emprego dos geradores em cenários de forte desequilíbrio entre oferta e demanda de energia. Propostas de modelagem de sistemas híbridos utilizando grupos geradores, banco de baterias e outros dispositivos são encontrados nos trabalhos a seguir.

Em Mahian *et al.* (2020), foi desenvolvido uma metodologia para encontrar a combinação ideal associando-se a geração fotovoltaica, eólica, geradores a Diesel e armazenamento em bancos de baterias. Nesse caso, além do atendimento da carga elétrica, também objetivou-se analisar o atendimento das cargas térmicas à partir do calor residual gerado durante a operação dos geradores a Diesel. As propostas de sistemas que foram consideradas estão ilustradas na figura 14 a seguir.

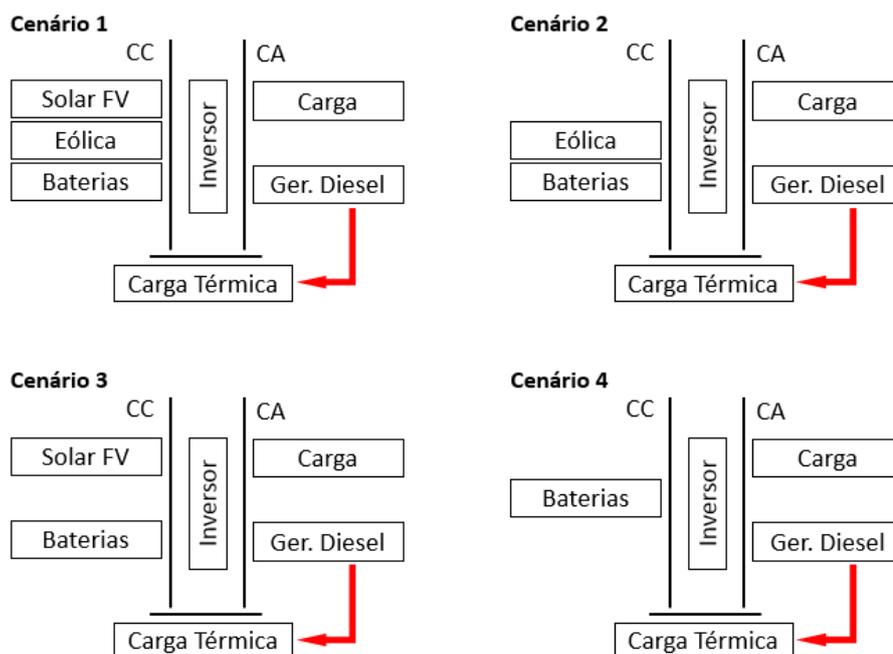


Figura 14: Cenários de simulação (adaptado de MAHIAN et al., 2020).

O autor (MAHIAN et al., 2020) pontua que o dimensionamento proposto, oferece uma solução confiável para determinar a configuração de dimensionamento mais eficiente para geração de energia híbrida em microescala. Para testar a aplicabilidade do procedimento de dimensionamento, foram considerados quatro sistemas combinados de geração de calor e energia. O primeiro cenário utiliza energia solar fotovoltaica e eólica como fonte de energia renovável, e um gerador a Diesel para complementar a demanda elétrica e térmica. No segundo e terceiro cenário, a energia solar fotovoltaica e eólica são excluídas, respectivamente, para examinar o efeito de cada fonte renovável no desempenho global do sistema. No quarto cenário é empregado somente o gerador a Diesel e o armazenamento em bancos de baterias, este último também está presente nos outros três cenários.

Para verificar o desempenho destes cenários, foi empregado uma curva de carga típica de um edifício residencial. Todos os dados relacionados com a meteorologia, economicidade, especificações de carga, e requisitos operacionais, foram empregados em conjunto, para determinar a configuração ideal do sistema combinado de produção de calor e energia com o custo mínimo para cada cenário.

Como resultado deste trabalho, foi possível observar que o tamanho necessário do gerador a diesel é quase o mesmo para todos os cenários, ratificando a importância da geração não intermitente destes equipamentos. Além disso, dentre todos os cenários simulados, o sistema composto por gerador e bancos de baterias, modelados no quarto cenário, foi considerado o ideal em termos de valor presente líquido. Porém, os autores concluem ponderando que a exclusão das energias renováveis, no quarto cenário, causa um aumento de 30% na emissão de CO₂. Com estes resultados observa-se a importância de iniciativas de modelagem e simulação destes sistemas, ressaltando-se a recorrente dificuldade para alcançar o equilíbrio entre aspectos técnicos, econômicos e ambientais.

Em Wheeler (2017), é contextualizado o emprego de grupos geradores a Diesel para geração de energia elétrica em condições remotas, como por exemplo instalações militares e locais de apoio em situações catastróficas. A autora situa a motivação deste estudo, no fato que geradores construídos para operação em modo *standby* são projetados para operar em velocidades fixas, de acordo com a rede de distribuição. Dessa forma, existe então algum espaço para ganhos em eficiência quando desacoplados os requisitos de velocidade de operação fixa em detrimento

da demanda imposta pela curva de carga. Ou seja, ao habilitar o gerador para operar de acordo com estratégias específicas, pode ser possível aumentar a eficiência.

Neste contexto, foi desenvolvido um modelo físico de simulação numérica para um gerador a Diesel de 3 kW de potência nominal, operando inclusive em associação com sistemas de armazenamento de energia em baterias. A autora ressalta que a adição de uma bateria também permitirá ganhos em eficiência operacional, além de permitir o desligamento do grupo gerador em determinados instantes da operação. Como resultados, foi reportado aumentos em até 17% na eficiência operacional dos geradores, para o caso no qual a velocidade de operação foi o mais próximo possível da nominal. Além disso, foram reportados ganhos em eficiência de até 24% quando é considerado armazenamento de energia com baterias. Esse trabalho ressalta a importância da implementação de estratégias de controle específicas para os sistemas de geração de energia elétrica, que considerem a curva de carga e suas variações, para determinação do controle e operação ótimos dos sistemas. Essa consideração, deve ser ainda mais relevante quando são considerados os sistemas híbridos de energia, justamente pela maior complexidade e diversificação das possibilidades de controle e operação destes sistemas.

Em Malheiro *et al.* (2015), foi abordado o dimensionamento e emprego ótimos de sistemas híbridos de energia, operando de forma isolada, usando um protocolo de otimização. O sistema modelado consta na figura 15 a seguir.

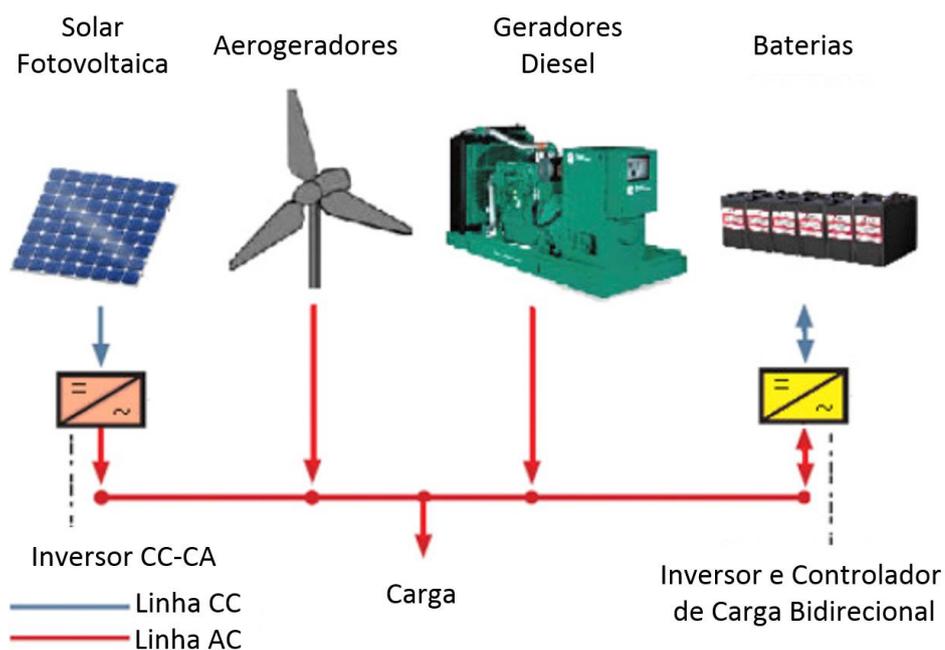


Figura 15: Sistema híbrido de energia modelado (adaptado de MALHEIRO et al. 2015).

O sistema híbrido proposto conta com geração fotovoltaica, eólica, armazenamento em baterias e geradores a Diesel. Sendo, a solução ótima do modelo, alcançada com relação à minimização do custo nivelado de energia ao longo de uma vida útil de 20 anos do sistema. Para isso, são consideradas as especificações técnicas dos equipamentos, os dados meteorológicos, e as curvas de carga. Para estimar o custo de investimento necessário, o modelo é capaz de determinar a necessidade de capacidade instalada, contemplando o número de aerogeradores, painéis fotovoltaicos e geradores a Diesel. O modelo também determina o horário ideal de operação de cada subsistema, durante o horizonte de tempo de um ano.

Os resultados mostraram que a configuração ótima contempla todos os subsistemas, levando a um custo nivelado de energia de 0,2232 €/kWh. Essa solução considera que 90,9% da demanda total de energia é atendida pela fração renovável da geração do sistema. É também determinado que a geração solar fotovoltaica teve a maior participação na geração devido a uma grande correlação entre a curva de carga e o perfil solar diário. Além disso, a análise de sensibilidade mostrou que a capacidade ótima dos componentes é fortemente afetada pela velocidade média do vento e pela irradiância solar, ressaltando os aspectos intermitentes de tais fontes. Esse trabalho demonstrou que é possível desenvolver metodologias razoavelmente adequadas, e com a flexibilidade necessária para ser empregada como uma ferramenta de planejamento para o projeto de sistemas híbridos e isolados com emprego de fontes renováveis de energia. Além disso, ratifica a possibilidade de implementação destes sistemas, operando de forma isolada, sob diferentes cenários sazonais.

Nos trabalhos citados, a abordagem sempre foi utilizando geradores a Diesel, e com pouco ou nenhum foco na influência da relação entre a carga e o consumo específico de combustível, e considerando curvas de carga relacionadas às suas respectivas regiões. Surge então a necessidade da modelagem e simulação de sistemas considerando a relação entre a carga e o consumo específico de combustível, considerando a comparação da utilização de mais de um combustível, incluindo armazenamento em bancos de baterias de íons de lítio, e com a análise entre as configurações possíveis. Além de considerar curvas de carga específicas para o contexto regional do sudeste brasileiro com impactos da sazonalidade.

3 Modelagem e Premissas de Simulação

O modelo desenvolvido neste trabalho tem por intuito analisar a viabilidade técnica para o suprimento da demanda de energia elétrica para pequenas e médias empresas com perfil de carga tipicamente comercial (hotelaria e assemelhados) desconectados da rede elétrica (*off-grid*). Além disso, pretende-se estimar os ganhos em eficiência energética e redução das emissões de poluentes atmosféricos com a utilização de geradores alimentados por diferentes combustíveis (Diesel e Gás Natural), emprego de sistemas de armazenamento de energia, e implementação de estratégias de controle do sistema por completo.

Neste ponto, cabe ressaltar que essa proposta de sistema se enquadra na categoria de microrredes. Estas podem ser definidas como uma rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente através da geração distribuída (ANEEL, 2015). As microrredes, também podem ser enquadradas como uma parte explícita da rede operando no nível do sistema de distribuição, integrando as fontes de geração e armazenamento de energia, situadas próximas à carga, com total controle sobre cada um de seus componentes, suprindo entre 80 e 100% da demanda de energia elétrica (CHANDAK S., 2021).

O emprego do conceito de rede de distribuição em formato de microrrede é lido como parte de uma das possíveis estratégias para fomentar a resiliência e minimizar a interrupção do fornecimento de energia com a criação de “ilhas elétricas” com recursos de geração local alimentando uma parte da demanda e utilizando recursos de armazenamento de energia para a manutenção do equilíbrio entre demanda e geração (LOPES et al., 2019).

Para o presente trabalho, pode ser considerado então, a composição de uma microrrede isolada, sabendo que não foram avaliadas possíveis interações com uma rede de distribuição de energia. O escopo do trabalho foi idealizado, considerando consumidores que optam, por motivos diversos, pela deserção da rede de distribuição (*grid defection*). Com isso, através da análise das simulações destes sistemas, este trabalho visa fornecer subsídios para a discussão sobre a viabilidade técnica de um processo de deserção da rede.

Os sistemas propostos são compostos por grupos geradores de energia elétrica alimentados por Gás Natural, além de considerar uma segunda opção utilizando o Gás Natural operando em conjunto com sistemas de armazenamento de energia (banco de baterias de íons de lítio). Os grupos geradores a Gás Natural são compostos por motores de combustão interna, de quatro tempos, com ignição por centelha (SI do inglês *spark ignition*). Para fins de comparação entre os cenários de simulação, considera-se como linha de base, a geração de energia com o emprego de grupos geradores a Diesel sem armazenamento de energia, visto que hoje constitui-se como a opção mais difundida do ponto de vista comercial (*business as usual*). Posteriormente, os resultados são comparados entre as duas alternativas supracitadas em relação ao cenário base.

Para o dimensionamento dos grupos geradores foi feito um levantamento de inúmeras especificações de grupos geradores de modo que fosse possível o enquadramento (seleção) de acordo com as curvas de carga. As simulações, foram realizadas em ambiente MATLAB/Simulink (versão 2020b) e a otimização dos modelos se deu por ajustes paramétricos e nos algoritmos de controle implementados em conjunto com a modelagem.

3.1 Árvore de Cenários

Para a composição de todos os cenários de simulação, a concepção do modelo proposto, precisou partir originalmente, de uma estrutura única. Essa estrutura original foi então replicada para cada uma das simulações nos diversos cenários criados. A diferenciação entre estes cenários, está presente nos algoritmos de controle (verão e inverno), nas semanas simuladas (S1, S2 e S3), e nos multiplicadores das curvas de carga (X1, X5 e X10). Por fim, para cada cenário de simulação, são considerados os respectivos casos com a diferenciação entre os tipos de geração: Diesel, Gás Natural e Gás Natural + Banco de Baterias.

O intuito com a composição dos cenários e casos de simulação, foi criar uma árvore de cenários, da qual fosse possível extrair o máximo de informações possível com a formulação proposta, considerando os dados para simulação, bem como os

resultados obtidos. A ilustração da árvore de cenários é conforme representada na figura 16 a seguir.

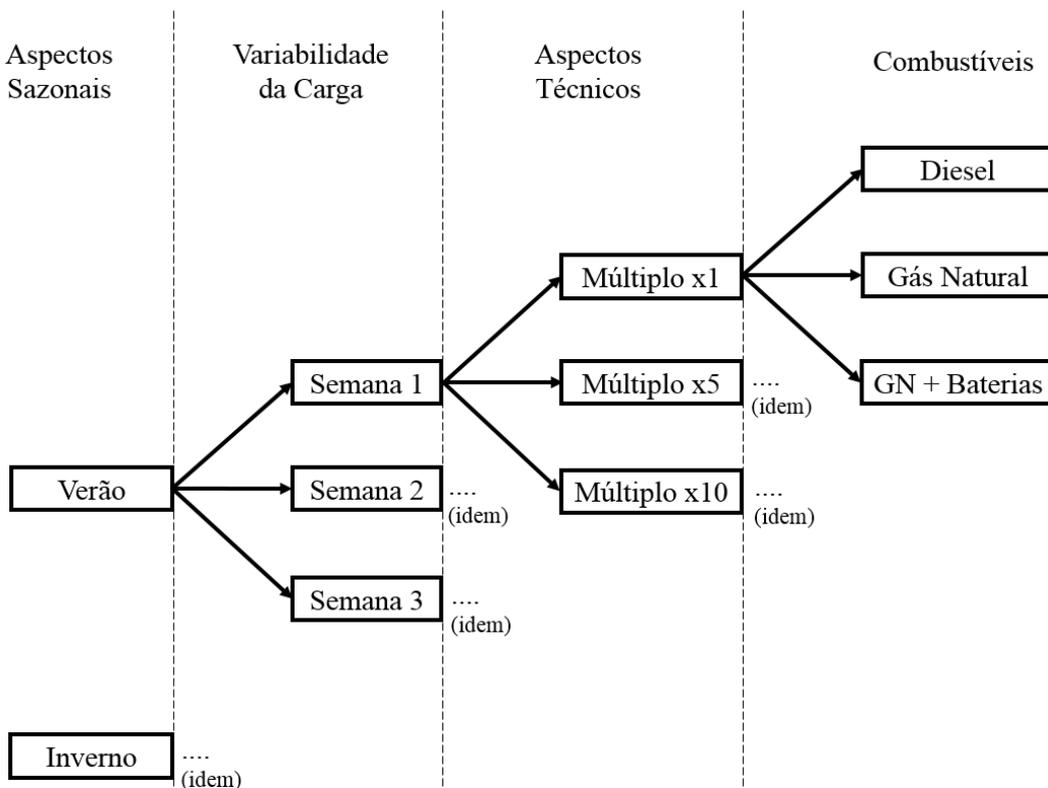


Figura 16: Ilustração da árvore de cenários.

Na árvore de cenários da figura 16, é possível observar a segregação entre os fatores empregados para a criação dos casos em: aspectos sazonais, variabilidade da carga, aspectos técnicos e combustíveis. O modelo parte de uma estrutura original, que é replicada para o verão e inverno. As estruturas do modelo para esses períodos são diferenciadas pelos respectivos algoritmos de controle do sistema, além das especificidades relacionadas com as respectivas curvas de carga.

Partindo dos cenários para o verão e inverno, é feita a primeira divisão entre os casos. O intuito foi considerar aspectos relacionados com a possível variabilidade das curvas de carga. Para isso são selecionadas diferentes semanas, com diferentes valores de variação da carga (coeficiente de variação semanal) para as simulações. Essa seleção será explicada adiante no item 3.2.

Novamente ocorre uma divisão, visto que as curvas de carga são multiplicadas por diferentes valores para a composição de sistemas com diferentes dimensões. Neste momento, além de considerar a curva de carga sem multiplicador (X1), os valores de cada ponto das curvas de carga são simplesmente multiplicados

por 5 e por 10, respectivamente, para os multiplicadores X5 e X10. Essa distinção entre os tamanhos serve para capturar os efeitos provenientes do emprego de grupos geradores de diferentes tamanhos, descrito na figura 16 como aspectos técnicos. Pois, como serão observadas nas curvas de consumo específico de combustível, geradores de maior porte são mais eficientes, apresentando menores valores de consumo específico.

Finalmente, são considerados grupos geradores alimentados por diferentes combustíveis, além dos sistemas de armazenamento de energia. Primeiramente, são empregados geradores a Diesel (linha de base), que são substituídos por geradores a Gás Natural, e por fim são avaliados os grupos geradores a Gás Natural em associação com os bancos de baterias.

Com isso, para cada estação do ano, foram então criados nove cenários de simulação, combinando-se as três semanas selecionadas com os três multiplicadores utilizados. Além disso, para cada um destes cenários, foram considerados ainda três modalidades distintas de geração. No total, foram simulados 54 casos distintos quando somados os casos de ambas as estações do ano.

A seguir serão apresentados os dados e a metodologia de seleção das curvas de carga, dos grupos geradores e respectivas curvas de consumo específico de combustível e emissão de poluentes, além do equacionamento das variáveis de interesse do modelo.

3.2 Curvas de Carga

A modelagem das curvas de carga consideradas neste trabalho foi feita com base em dados obtidos através de medições de carga utilizadas em outros projetos de pesquisa. Por motivos de confidencialidade, não será especificada a pessoa jurídica que foi objeto das medições. O empreendimento em questão é de grande porte, faz parte do ramo de hotelaria e está situado no estado do Rio de Janeiro. As medições foram efetuadas em diferentes áreas do hotel com o intuito de representar a maior parte do perfil da curva de carga das instalações. As áreas de medição correspondem às seguintes especificações: apartamentos; cantina, composta por cozinha e dependências; sede do hotel, composta por escritórios, portaria e

dependências; área do *spa*, contendo sauna, espaço *fitness* e dependências; almoxarifado, contendo área de apoio e manutenção; e marina, contendo área do pier, quiosques e dependências. Para gerar as curvas de carga, de forma que fosse mais fidedigna possível ao real comportamento do empreendimento como um todo, os valores de cada área de medição foram então somados. Os dados registrados possuem data e hora de medição, sendo efetuados a cada quinze minutos. Estes dados foram medidos, por aproximadamente trinta dias corridos ($\cong 720$ horas), em períodos do ano que fazem referência ao inverno, entre os meses de junho e julho, e ao verão, entre os meses de dezembro e janeiro. Para comparação entre os valores medidos, a figura 17 a seguir, apresenta as curvas conforme medições.

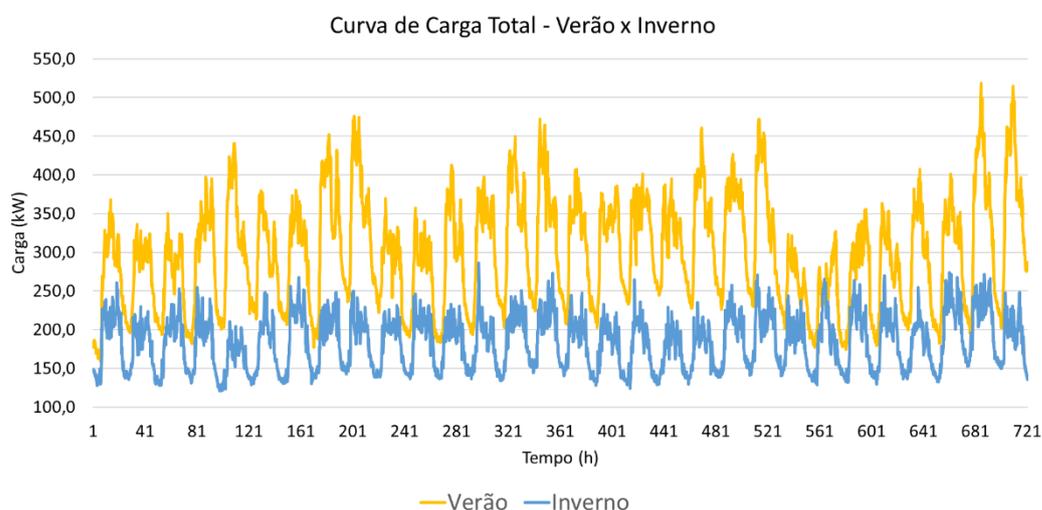


Figura 17: Comparativo entre a carga total no verão e no inverno.

Como pode ser observado, é significativo o aumento da carga durante o período do verão quando comparado com o inverno. Buscando compreender os maiores motivadores deste aumento, o Quadro 1 a seguir, mostra e compara os valores médios das curvas de carga de cada área de edição, considerando todo o período medido.

Quadro 1: Comparativo dos valores médios das curvas de carga.

Estação do Ano	Média da Carga nas Áreas de Medição (kW)					
	Área SPA	Apartamentos	Cantina	Marina	Sede	TOTAL
Inverno (kW)	20,67	16,56	29,69	50,97	66,10	183,99
Verão (kW)	29,59	70,07	32,15	81,85	86,15	299,82
Aumento (%)	43,15%	323,23%	8,29%	60,60%	30,34%	62,96%

Como esperado, existe aumento da carga média em todas as áreas de medição. Na curva de carga total, a média de aumento foi de 62,96%, sendo o menos expressivo para a área da cantina, com 8,29% de aumento, e o mais expressivo para a área dos apartamentos, com 323,23% de aumento. Os principais motivos para tais variações estão relacionados com a ocupação do hotel e com o uso dos sistemas de refrigeração e climatização. A ocupação é mais intensa justamente no período do verão, o que pode ser justificado pelas férias escolares e comemorações de final de ano. A elevação da demanda sobre os sistemas de refrigeração e climatização se justifica, concomitantemente, pela maior ocupação do hotel, além da elevação natural da temperatura ambiente durante o verão.

Para seleção das curvas de carga, foram separados trinta dias de medições ($\cong 720$ horas), em ambas as estações consideradas. Pois, foi o período máximo no qual todas as áreas de medição apresentaram dados medidos continuamente. Considerando estes dados, tanto para o verão quanto para o inverno, foram selecionadas as semanas para as quais ocorreriam as simulações, com o intuito de se considerar os dois principais efeitos: sazonalidade e variabilidade da carga.

Para consideração dos efeitos da sazonalidade da carga, optou-se por utilizar os dados justamente considerando estes mesmos períodos de medição: verão e inverno. Para consideração dos efeitos da variabilidade da carga, foram calculados os coeficientes de variação da carga, a partir dos dados ao longo de uma semana completa, de acordo com a equação 1 a seguir.

$$CV = \frac{s}{\bar{X}} 100 \quad (1)$$

Onde:

CV = coeficiente de variação da carga (%)

s = desvio padrão (kW)

\bar{X} = média aritmética amostral (kW)

Esse coeficiente fornece, através de um número adimensional, a variação dos dados em relação à média. É também empregado para expressar a variabilidade dos dados excluindo a influência da ordem de grandeza da variável. Quanto menor for o seu valor, mais homogêneos são os dados. Com isso, os resultados encontrados para os valores de CV da carga, foram comparados entre si para melhor

compreensão do comportamento das curvas de carga, determinando então qual apresenta maior ou menor intensidade de variação. Com relação ao emprego dessa formulação, aqui cabe uma observação de um aspecto que será detalhado a seguir. A equação 1, também foi empregada para o cálculo dos coeficientes de variação da carga para cada hora de dados medidos. O principal intuito foi obter uma compreensão mais apurada das variações da carga ao longo do dia, visando criar uma formulação para penalização no consumo de combustível dos grupos geradores. A abordagem para penalização será especificada nas próximas seções.

Após o cálculo dos CV, semanais e horários, estes são então comparados a fim de determinar os maiores, medianos e menores valores destes índices. Foram selecionadas, para o verão e para o inverno, três curvas de carga distintas, considerando os três diferentes CV semanal, totalizando inicialmente seis curvas de carga como consta no Quadro 2 a seguir. Assim como, para cada semana selecionada, também se encontram destacados os principais CV horários, com especificação de valor data e hora de ocorrência. A análise destes valores, traz a sensibilidade com relação aos principais instantes de intensificação da carga, os quais ocorrem geralmente nas primeiras horas de cada dia. Naturalmente, não é impeditivo de ocorrerem outros períodos de intensificação da carga, quando comparados com instantes anteriores. Estes momentos, são indicados nas curvas de carga mostradas no próximo item (3.1.1), e serão compreendidos pelo modelo como períodos de aceleração e posterior penalização de consumo de combustível nos grupos geradores.

Quadro 2: Resumo dos coeficientes de variação da carga.

Coeficiente de Variação da Carga - Verão							Coeficiente de Variação - Inverno						
Semanal			Horário				Semanal			Horário			
Variação	Valor	Semana	Variação	Valor	Hora	Dia	Variação	Valor	Semana	Variação	Valor	Hora	Dia
Maior	27,17	11/06 - 18/06	Maior	15,99	07:00 às 08:00	12/01	Maior	19,66	11/06 - 18/06	Maior	19,64	07:00 às 08:00	11/06
			Mediano	3,22	00:00 às 01:00	10/01				Mediano	3,71	06:30 às 07:30	13/06
			Menor	0,39	01:00 às 02:00	10/01				Menor	0,25	10:30 às 11:30	16/06
Mediano	22,58	28/06 - 05/07	Maior	13,6	07:30 às 08:30	05/01	Mediano	17,93	28/06 - 05/07	Maior	17,77	07:00 às 08:00	04/07
			Mediano	2,9	06:30 às 07:30	05/01				Mediano	4,03	19:15 às 20:15	29/06
			Menor	0,23	10:30 às 11:30	02/01				Menor	0,53	04:15 às 05:15	29/06
Menor	18,29	18/06 - 25/06	Maior	17,91	07:00 às 08:00	30/12	Menor	16,56	18/06 - 25/06	Maior	18,96	06:45 às 07:45	19/06
			Mediano	2,67	09:15 às 10:15	31/12				Mediano	4,23	11:45 às 12:45	24/06
			Menor	0,23	04:00 às 05:00	02/01				Menor	0,26	23:00 às 00:00	20/06

Além das considerações sobre sazonalidade e variabilidade da carga, devem ser considerados os aspectos relacionados ao emprego de grupos geradores de diferentes tamanhos. O intuito é que seja possível capturar os efeitos relacionados

ao dimensionamento dos grupos geradores, que por sua vez, possui influência nas respectivas curvas de consumo específico de combustível. Para isso, foram empregados dois multiplicadores de carga em cada uma das curvas, gerando no total dezoito curvas de carga como consta no Quadro 3 a seguir.

Como será explicitado no item 3.2.1 a seguir, o cenário do verão com maior CV semanal (área em cinza no Quadro 3 a seguir, semana VS1) será o cenário de referência para o dimensionamento dos sistemas de geração e armazenamento de energia. A motivação para usar esse cenário como referência, reside no fato que um sistema dimensionado para o período de maior solicitação (verão com elevada variabilidade da carga), estará suficientemente dimensionado para os demais (verão com menor variabilidade da carga e todos os casos no inverno). Além disso, considera-se que uma instalação dimensionada para um período do ano, necessariamente, não poderá ter as configurações alteradas para um outro período, ou seja, representa-se aqui um aspecto da realidade dos sistemas.

Quadro 3: Seleção das curvas de carga.

Cenários Verão		Cenários Inverno	
Coefficiente de Variação da Carga	Multiplicador da Curva de Carga	Coefficiente de Variação da Carga	Multiplicador da Curva de Carga
Maior CV Semanal Semana VS1	X1 - carga original	Maior CV Semanal Semana IS1	X1 - carga original
	X5 - carga multiplicada por 5		X5 - carga multiplicada por 5
	X10 - carga multiplicada por 10		X10 - carga multiplicada por 10
CV Semanal Mediano Semana VS2	X1 - carga original	CV Semanal Mediano Semana IS2	X1 - carga original
	X5 - carga multiplicada por 5		X5 - carga multiplicada por 5
	X10 - carga multiplicada por 10		X10 - carga multiplicada por 10
Menor CV Semanal Semana VS3	X1 - carga original	Menor CV Semanal Semana IS3	X1 - carga original
	X5 - carga multiplicada por 5		X5 - carga multiplicada por 5
	X10 - carga multiplicada por 10		X10 - carga multiplicada por 10

Para refino dos resultados obtidos com o modelo, os dados originais foram tratados e discretizados em intervalos de um minuto cada. Para isso, a variação da carga entre cada intervalo de quinze minutos foi interpolada de forma linear. Como o período das simulações é de uma semana, são então considerados 672 intervalos, de quinze minutos cada, que deveriam ser interpolados para as dezoito curvas, o que manualmente seria impraticável. Logo, esse tratamento dos dados foi efetuado utilizando o Microsoft Excel através da programação de uma macro que fosse capaz de interpolar cada período de quinze minutos, além de formatar a planilha de dados de forma que permitisse a inserção dos dados no Simulink.

As curvas de carga que serão apresentadas na seção a seguir já possuem os dados formatados para as simulações das respectivas semanas, ou seja, apresentam os dados devidamente discretizados com intervalos de um minuto. Logo, para cada semana são apresentados 10.080 pontos para cada curva de carga. Além das curvas propriamente ditas, e para apoiar na análise das mesmas, são apresentados os valores para os CV (coeficiente de variação da carga) calculados para cada hora.

3.2.1 Seleção das Curvas de Carga no Verão

A seguir os gráficos com as especificações das três curvas de carga selecionadas para as simulações durante o período do verão. A nomenclatura adotada relaciona-se com o CV semanal de cada curva, do maior para o menor, da seguinte forma: VS1 é a semana com o maior percentual; seguido da semana VS2 com o percentual mediano; e pôr fim a semana VS3 com o menor percentual. São também apresentadas informações de forma resumida sobre as curvas além da indicação de alguns CV horário para o período.

A figura 18 a seguir, mostra a curva de carga para a semana denominada como VS1, ou seja, com o maior percentual de CV semanal da carga.

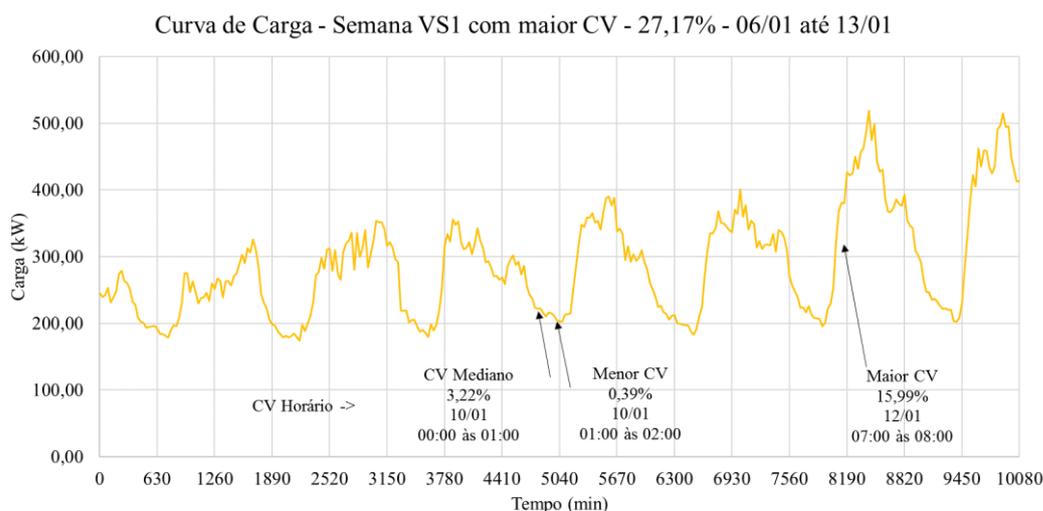


Figura 18: Curva de carga para a semana VS1.

Como pode ser observado na figura 18, a semana denominada VS1, apresenta 27,17% de coeficiente de variação semanal da carga, correspondendo ao maior valor deste índice para o período do verão. Apresenta valor médio de 288,2 kW, e valor máximo de 518,8 kW, o qual ocorre no início do sexto dia simulado. Como esperado, uma determinada semana para o verão, com grande variabilidade da carga, contempla em um só cenário dois aspectos importantes para o dimensionamento do sistema de geração e armazenamento de energia: apresenta o valor médio da carga próximo da média do restante do período original (verão por completo); e contempla os picos de carga deste mesmo período.

A proximidade dos valores médios das curvas selecionadas, transparece a similaridade entre as principais características de um determinado período, atestando, até certo nível, que o período original (verão ou inverno) estará sendo devidamente representado. Por contemplar os picos de carga do período original, atesta que, este é o cenário de maior solicitação do sistema de geração e armazenamento de energia. Portanto, este será o grupo de dados que serve de base para o dimensionamento dos grupos geradores e dos bancos de baterias, procedimento que será descrito nos próximos itens.

A figura 19 a seguir, mostra a curva de carga para a semana denominada como VS2, com percentual intermediário de CV semanal da carga.

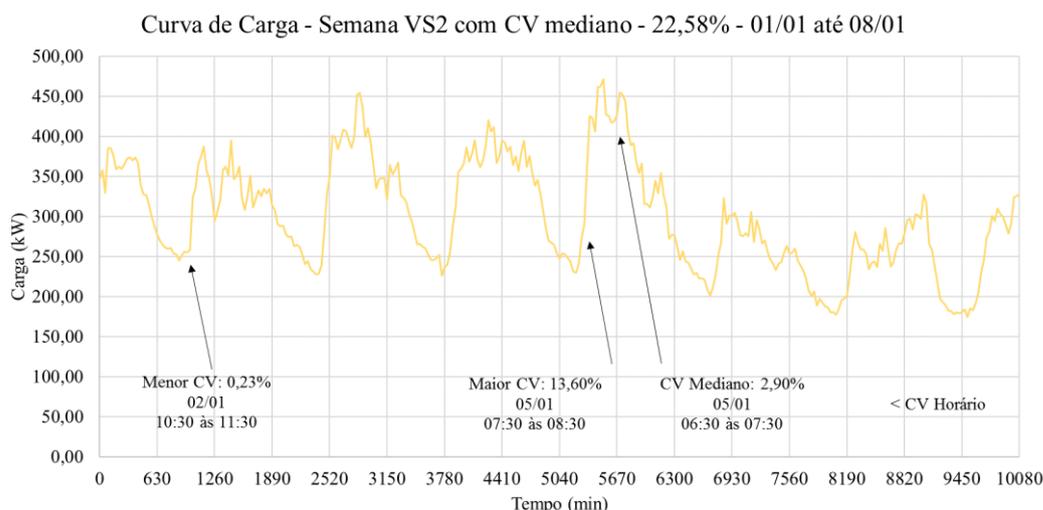


Figura 19: Curva de carga para a semana VS2.

Como pode ser observado na figura 19, a semana denominada VS2, apresenta 22,58% de coeficiente de variação semanal da carga, correspondendo ao

valor mediano deste índice para o período do verão. Apresenta valor médio de 300,3 kW, e valor máximo de 471,2 kW, o qual ocorre no início do quinto dia simulado. Quando comparados com a semana VS1, o valor máximo da carga é 9,18% menor e o valor médio é 4,2% maior. Tais discrepâncias estão diretamente relacionadas com o menor coeficiente de variação semanal da carga, ou seja, a diferença entre o valor médio e o pico da carga é menor e a curva de carga apresenta menor oscilação da carga no período.

A curva de carga para a semana denominada VS3, presente na figura 20 a seguir, apresenta 18,29% de coeficiente de variação semanal da carga, correspondendo ao menor valor deste índice para o período do verão. Apresenta valor médio de 321,8 kW, e valor máximo de 454,2 kW, o qual ocorre no início do quinto dia simulado. Quando comparados com a semana VS1, o valor máximo da carga é 12,44% menor e o valor médio é 11,66% maior. Para esse cenário, é possível observar de forma ainda mais intensa, o impacto da seleção das curvas pelo coeficiente de variação de carga. Assim como na semana VS2, um menor valor do coeficiente de variação da carga, reduz a diferença entre o valor médio e o pico da carga, ressaltando a menor oscilação da carga nesse período.

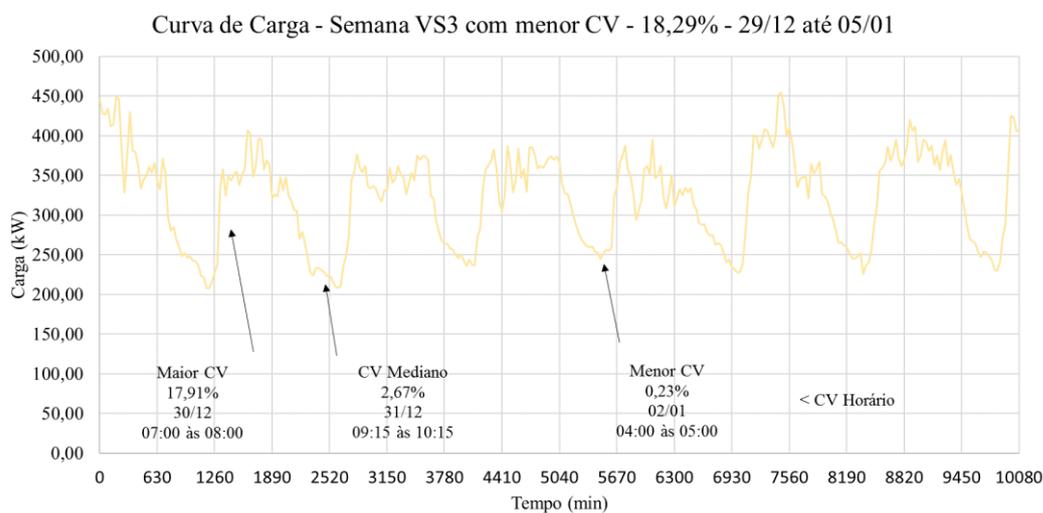


Figura 20: Curva de carga para a semana VS3.

3.2.2 Seleção das Curvas de Carga no Inverno

A seguir seguem os gráficos com as especificações das três curvas de carga selecionadas para as simulações durante o período do inverno. Adotou-se a mesma lógica de nomenclatura do verão, sendo relacionado ao CV semanal da seguinte forma: IS1 é a semana com o maior percentual; seguido da semana IS2 com o percentual mediano; e pôr fim a semana IS3 com o menor percentual. São também apresentadas as informações de forma resumida sobre as curvas além da indicação de alguns CV horário para o período.

A curva de carga para a semana denominada IS1, presente na figura 21 a seguir, apresenta 19,66% de coeficiente de variação semanal da carga, correspondendo ao maior valor deste índice para o período do inverno. Apresenta valor médio de 178,3 kW, e valor máximo de 268,0 kW, o qual ocorre no último dia simulado.

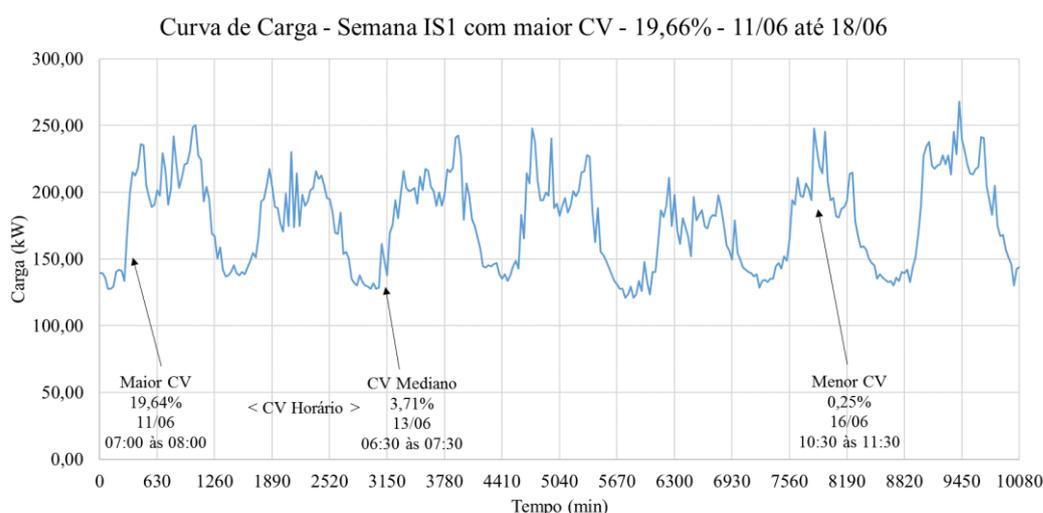


Figura 21: Curva de carga para a semana IS1.

A curva de carga para a semana denominada IS2, presente na figura 22 a seguir, apresenta 17,93% de coeficiente de variação semanal da carga, correspondendo ao valor mediano deste índice para o período do inverno. Apresenta valor médio de 182,0 kW, e valor máximo de 270,5 kW, o qual ocorre no início do quarto dia simulado. Quando comparados com a semana IS1, o valor máximo da

carga é 0,94% maior e o valor médio é 2,08% maior. Ou seja, os comportamentos dessas duas curvas são semelhantes.

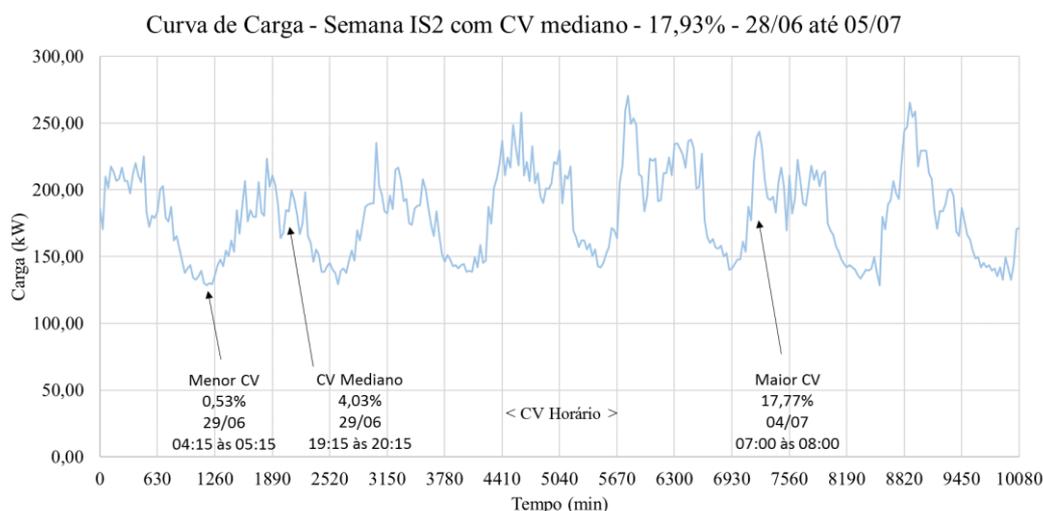


Figura 22: Curva de carga para a semana IS2.

A curva de carga para a semana denominada IS3, presente na figura 23 a seguir, apresenta 16,59% de coeficiente de variação semanal da carga, correspondendo ao menor valor deste índice para o período do inverno. Apresenta valor médio de 185,3 kW, e valor máximo de 286,4 kW, o qual ocorre no início do quinto dia simulado. Quando comparados com a semana IS1, o valor máximo da carga é 6,90% maior e o valor médio é 3,93% maior. Ou seja, estas curvas tem comportamentos semelhantes.

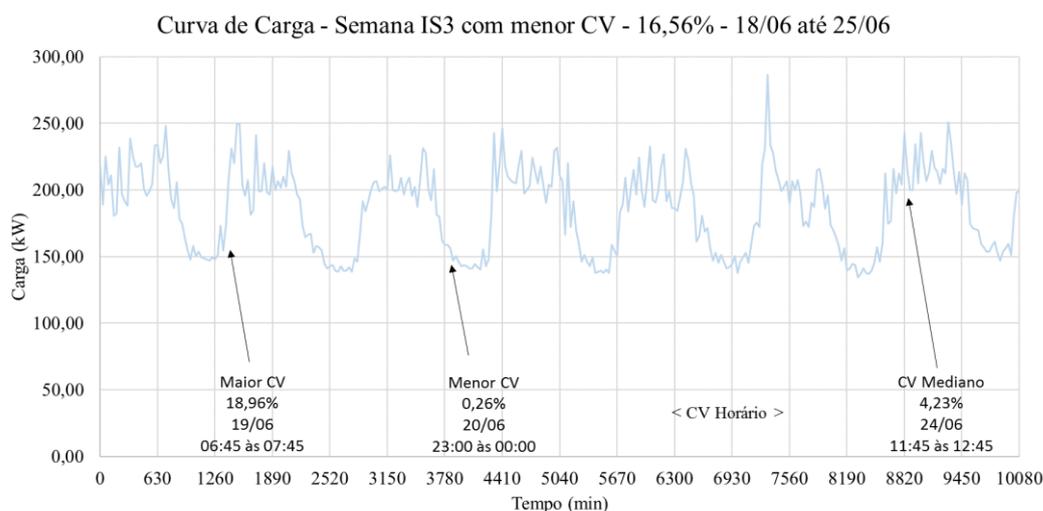


Figura 23: Curva de carga para a semana IS3.

3.3 Grupos Geradores

Para a modelagem dos grupos geradores, são consideradas as respectivas curvas de consumo específico de combustível de cada gerador. Tais curvas são obtidas dos manuais dos fabricantes destes equipamentos comumente disponibilizados nos endereços eletrônicos nacionais da Caterpillar Brasil (CATERPILLAR, 2021), e internacionais da Caterpillar (CAT, 2021) e Wärtsilä (WÄRTSILÄ, 2021). No Quadro 4 a seguir, segue o detalhamento dos modelos consultados e analisados.

Quadro 4: Modelos dos gerados consultados.

Diesel		Gás Natural	
Modelo	Potência (kW)	Modelo	Potência (kW)
C13	350	CG 132B-08	400
C15	450	CG 132B-12	600
C18	600	CG 132B-16	800
C32	1000	CG 170-08	1200
3516B	1400	CG 170-12	1560
C175-16	2000	CG 170-16	2000
C175-16	2500	G3520H	2486
C175-20	3150	CG260-12	3000
3612	3520	CG260-16	4000
3616	4400	CG260-16	4500
3616Y	4700	10V31SG	5088
C280-16	5170		
3616Y	5200		

Eventualmente, nestes dados foram aplicadas as devidas conversões de unidades para representação em uma mesma unidade, facilitando dessa forma, as possíveis comparações entre as curvas de consumo específico de combustível. Para isso foram empregados o poder calorífico inferior e a massa específica dos combustíveis, estritamente de acordo com os valores especificados em cada manual, visto que podem existir divergências em cada dado reportado.

Para os cenários sem armazenamento de energia, os sistemas de geração irão atuar de acordo com diferentes curvas de carga de forma que seja possível suprir exatamente a demanda, ou seja, irão operar seguindo a carga (*load following*). Quando do emprego dos sistemas de armazenamento de energia, se torna possível

reduzir a potência máxima de fornecimento pelos grupos geradores. Essa redução de capacidade do grupo gerador, obriga que a operação ocorra em patamares de carga mais elevados, o que representa ganhos em termos de eficiência e redução das emissões de poluentes atmosféricos. Nestes casos, os bancos de baterias serão utilizados para complementação da carga em períodos de elevada demanda, ou como fonte de energia nos períodos de baixa demanda. Nesses dois cenários, os geradores, podem operar de acordo com a carga, em plena carga para efetuar o carregamento das baterias, ou serem desligados em períodos de baixa carga.

3.3.1 Consumo Específico de Combustível

Para construção da base de dados contendo as curvas de consumo específico de combustível dos geradores a Diesel, foram consultados e compilados os dados para o total de treze grupos geradores. A potência destes geradores parte de 350 kW até 5200 kW. Essas curvas podem ser observadas na figura 24 a seguir, e são comparados na mesma unidade (L/kWh).

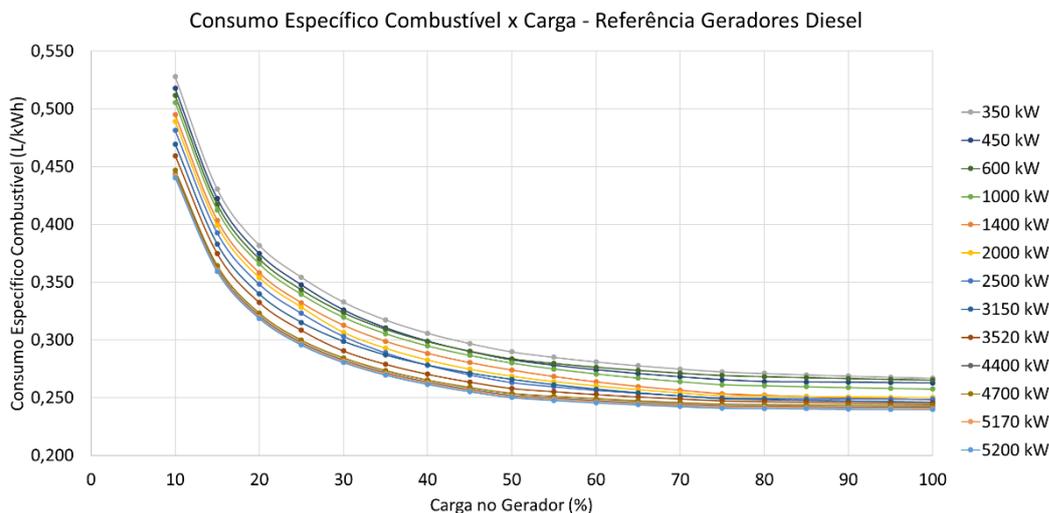


Figura 24: Consumo específico de combustível geradores a Diesel.

Como pode ser observado o valor máximo de consumo específico é para o menor gerador (350 kW) quando opera a 10% de carga, e vale 0,528 L/kWh. Por sua vez,

o valor mínimo é para o maior gerador (5200 kW), quando opera a 100% de carga, e vale 0,240 L/kWh.

Por sua vez, para construção da base de dados contendo as curvas de consumo específico de combustível dos geradores a Gás Natural, foram consultados e compilados os dados para o total de onze grupos geradores. A potência destes geradores parte de 400 kW até 5088 kW. Essas curvas podem ser observadas na figura 25 a seguir, e são comparados na mesma unidade (m^3/kWh).

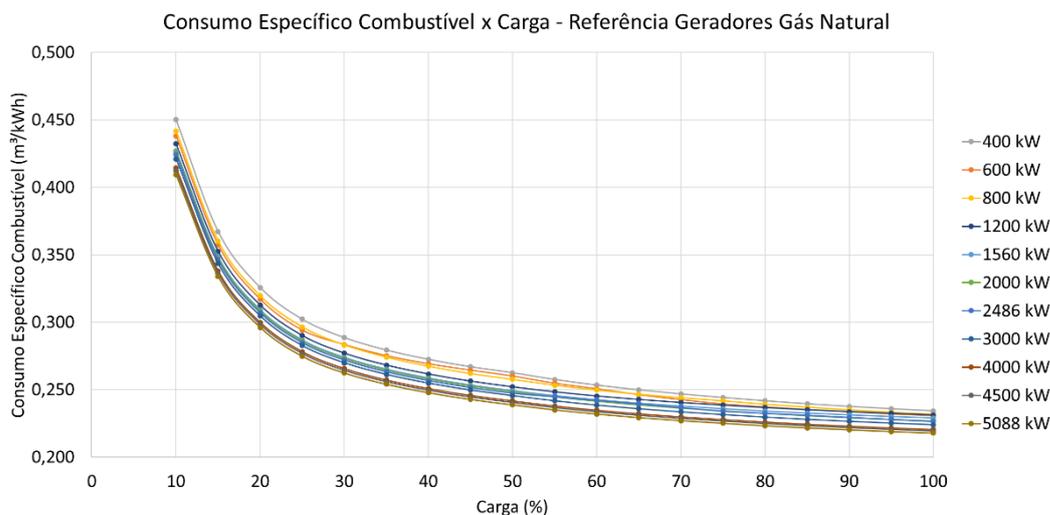


Figura 25: Consumo específico de combustível geradores a Gás Natural.

Como pode ser observado o valor máximo de consumo específico é para o menor gerador (400 kW) quando opera a 10% de carga, e vale $0,450 \text{ m}^3/\text{kWh}$. Por sua vez, o valor mínimo é para o maior gerador (5088 kW), quando opera a 100% de carga, e vale $0,218 \text{ m}^3/\text{kWh}$.

3.3.2 Dimensionamento

O processo de dimensionamento dos sistemas, necessariamente, precisou considerar a sua composição de forma que fosse possível suplantar as demandas impostas considerando o pior cenário de simulação que foi criado. Nesse caso, foi necessário observar os dados para o cenário do verão com maior coeficiente de variação da carga (cenário VS1), em cinza no Quadro 5 a seguir.

Para os casos sem armazenamento de energia, com geradores a Diesel ou Gás Natural, observou-se a máximo de carga que porventura pode ser imposta ao sistema. Então, escolheu-se, dentre os grupos geradores catalogados, o que apresentasse potência nominal imediatamente superior a esse valor de carga máxima do período simulado.

Quadro 5: Especificação dos grupos geradores para os cenários criados.

Casos Verão					Casos Inverno				
Coef. Var. Semanal Carga (%)	Multiplo	Carga Máxima (kW)	Tipo Geração	Potência Gerador (kW)	Coef. Var. Semanal da Carga (%)	Multiplicador	Carga Máxima (kW)	Tipo Geração	Potência Gerador (kW)
Maior 27,17%	x1	518,8	Diesel	600	Maior 19,66%	x1	268,0	Diesel	600
			Gás Natural	600				Gás Natural	600
			GN + Bateria	400				GN + Bateria	400
	x5	2594,0	Diesel	3150		x5	1339,8	Diesel	3150
			Gás Natural	3000				Gás Natural	3000
			GN + Bateria	2000				GN + Bateria	2000
	x10	5188,0	Diesel	5200		x10	2679,6	Diesel	5200
			Gás Natural	5088				Gás Natural	5088
			GN + Bateria	4000				GN + Bateria	4000
Mediano 22,58%	x1	471,2	Diesel	600	Mediano 17,93%	x1	270,5	Diesel	600
			Gás Natural	600				Gás Natural	600
			GN + Bateria	400				GN + Bateria	400
	x5	2356,0	Diesel	3150		x5	1352,4	Diesel	3150
			Gás Natural	3000				Gás Natural	3000
			GN + Bateria	2000				GN + Bateria	2000
	x10	4712,0	Diesel	5200		x10	2704,8	Diesel	5200
			Gás Natural	5088				Gás Natural	5088
			GN + Bateria	4000				GN + Bateria	4000
Menor 18,29%	x1	454,2	Diesel	600	Menor 16,56%	x1	286,4	Diesel	600
			Gás Natural	600				Gás Natural	600
			GN + Bateria	400				GN + Bateria	400
	x5	2271,2	Diesel	3150		x5	1432,2	Diesel	3150
			Gás Natural	3000				Gás Natural	3000
			GN + Bateria	2000				GN + Bateria	2000
	x10	4542,4	Diesel	5200		x10	2864,4	Diesel	5200
			Gás Natural	5088				Gás Natural	5088
			GN + Bateria	4000				GN + Bateria	4000

Por sua vez, para o dimensionamento dos grupos geradores para os casos nos quais são considerados a utilização do armazenamento de energia (GN + Bateria), buscou-se reduzir ao máximo a potência estimada nos casos anteriores (Gás Natural sem armazenamento de energia) e inserir o banco de baterias. O intuito principal, é que com essa combinação ainda fosse possível atender a demanda com o somatório da energia proveniente do grupo gerador e do banco de baterias, reduzindo ao máximo o consumo específico de combustível. A metodologia para o dimensionamento dos bancos de baterias será especificada no item 3.4.4.

Nesse ponto, novamente escolheu-se grupos geradores dentre os que foram catalogados, porém de menor porte. Com a consideração do armazenamento de

energia, e antes de concluir o dimensionamento, foi necessária uma rodada de simulação para estes casos em específico visando verificar e garantir o atendimento da demanda da forma esperada. Nesse caso, os métodos de dimensionamento, tanto para os grupos geradores, quanto para os sistemas de armazenamento de energia, se mostraram suficientes para este modelo. Dessa forma, não houve necessidade de ajustes após a determinação dos valores de potência dos grupos geradores e/ou capacidade de armazenamento para os bancos de baterias.

Considerando a metodologia supracitada, foi possível concluir o dimensionamento destes sistemas para o cenário VS1 (em cinza no Quadro 5). Da mesma forma que o exposto anteriormente nos comentários sobre a composição do Quadro 3, no item 3.2, as grandezas dimensionadas para a semana VS1 serão replicadas para as demais semanas do verão e do inverno.

Com essa especificação, foram então segregadas as curvas de consumo específico de combustível dos geradores (Diesel e Gás Natural) que foram simulados. Abaixo, na figura 26, as curvas já estão convertidas para mesma unidade (MJ/kWh). Observa-se os dados para os geradores a Diesel, com consumo específico máximo de 18,59 MJ/kWh para o gerador de 600 kW operando a 10% de carga, e mínimo de 8,72 MJ/kWh para o gerador de 5200 kW a 100% de carga.

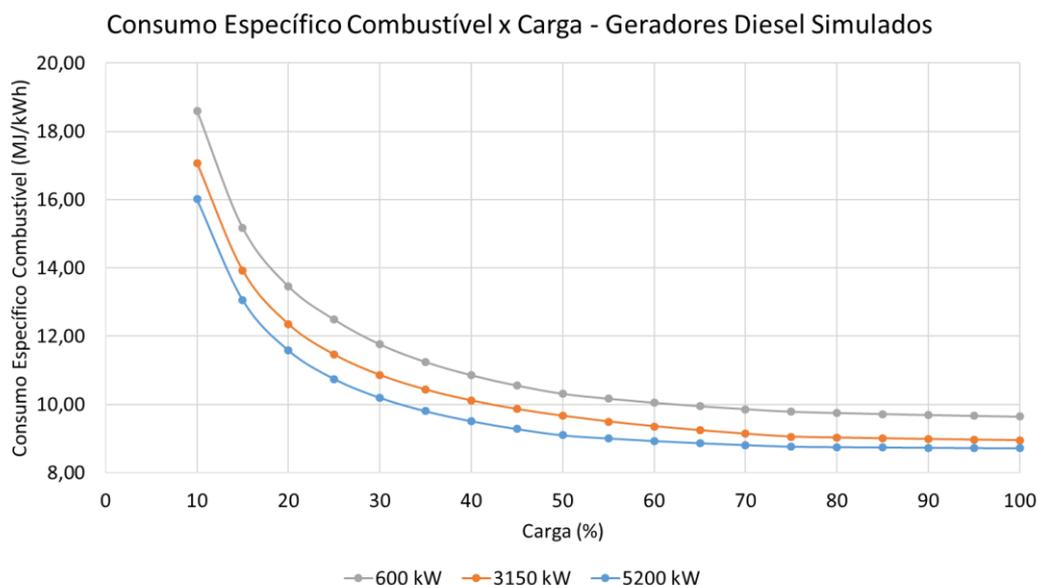


Figura 26: Consumo específico de combustível dos geradores a Diesel simulados.

A seguir, na figura 27, os dados para os geradores a Gás Natural, com consumo específico máximo de 15,56 MJ/kWh para o gerador de 400 kW operando

a 10% de carga, e mínimo de 7,53 MJ/kWh para o gerador de 5088 kW operando a 100% de carga.

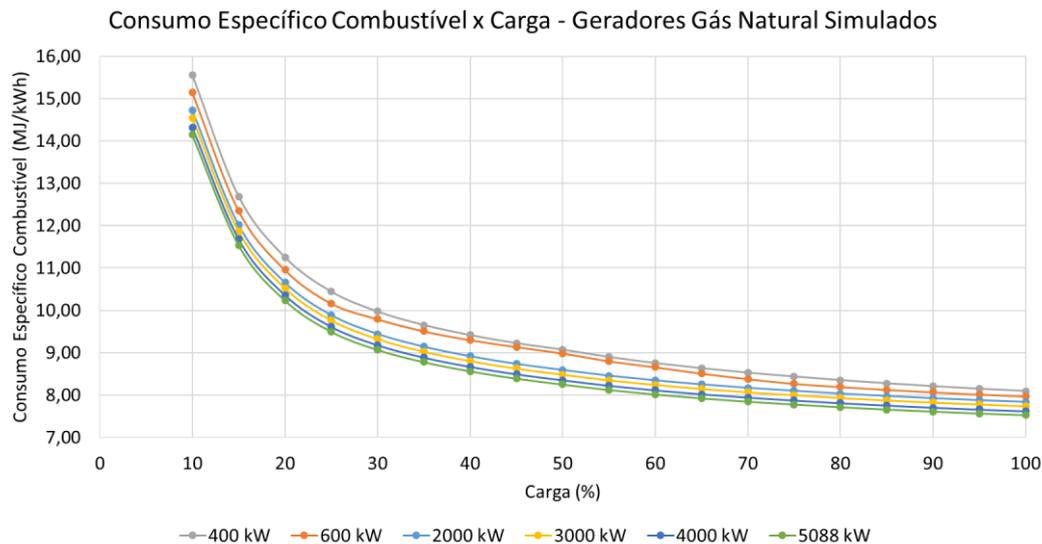


Figura 27: Consumo específico de combustível dos geradores a Gás Natural simulados.

3.3.3 Cálculo da Eficiência

Para o cálculo da eficiência no processo de transformação de energia pelos grupos geradores, são considerados os valores da geração, bem como os valores de consumo de combustível ao longo do tempo. Como descrito no item anterior, a geração ocorre de acordo com o algoritmo de controle (especificado no capítulo 4), ou seja, hora de acordo com a curva de carga e em outros momentos em patamares fixos de geração. O que por sua vez faz variar o consumo específico de combustível, bem como a eficiência. O consumo de combustível é determinado pelo produto entre a carga e o consumo específico de combustível ao longo do tempo de acordo com a equação 2 a seguir.

$$Cc(t) = Sc(t) CEC(t) \quad (2)$$

Onde:

$Cc(t)$ = consumo de combustível no tempo (MJ/h)

$Sc(t)$ = solicitação de carga no tempo (kW)

$CEC(t)$ = consumo específico de combustível no tempo (MJ/kWh)

Por sua vez, a eficiência é calculada considerando-se a geração e o consumo de combustível de acordo com a equação 3 a seguir.

$$\eta(t) = \left(3,6 \frac{Ger(t)}{Cc(t)} \right) \times 100 \quad (3)$$

Onde:

$\eta(t)$ = eficiência no tempo

$Ger(t)$ = geração no tempo (kW)

$Cc(t)$ = consumo de combustível no tempo (MJ/h)

3.3.4 Emissão de Poluentes Geradores a Diesel

Para avaliação das emissões de poluentes pelos grupos geradores, são considerados os dados de emissões presentes nos manuais dos equipamentos que foram consultados. Como nem todos os manuais possuem tais informações por completo, foi necessário gerar correlações de emissões para que fosse possível estimar os dados para os geradores os quais fossem considerados para a modelagem neste trabalho. Para isso considerou-se, um único gerador a Diesel e outro a Gás Natural, de tamanho intermediário considerando os geradores catalogados, de forma que fosse possível gerar as correlações para as curvas de emissões de poluentes. Posteriormente, as correlações geradas, à partir dos dados destes dois geradores, são então aplicadas para cada um dos outros geradores que serão simulados, de forma que seja possível obter as respectivas curvas de emissão. Essa abordagem possibilitou a estimação das curvas de emissão para geradores com diferentes potências, porém, com aspectos funcionais semelhantes.

As curvas destes dois geradores serão aqui tratadas como as curvas de referência, e as demais são as curvas obtidas através das correlações. As correlações geradas são sempre com relação ao consumo específico de combustível respeitando as respectivas unidades de cada combustível empregado. Aqui é importante notar

que tanto as emissões de poluentes, quanto o consumo específico de combustível apresentam o mesmo comportamento com relação à variação da carga nos grupos geradores. Nesse caso, ambos decrescem com aumento dos patamares de carga, por esse motivo foi escolhido esse caminho para geração das correlações.

O intervalo de validade das correlações geradas, necessariamente faz referência ao mesmo intervalo de carga nos grupos geradores, ou seja, entre 10 e 100% de carga. Como o consumo específico de combustível também faz referência a esse mesmo intervalo de carga nos diversos grupos geradores, considera-se viável a aplicação dessas correlações para geradores de diferentes tamanhos.

Os componentes avaliados foram todos os quais foi possível obter as respectivas curvas de emissão para os geradores de referência. Os componentes, com as respectivas siglas utilizadas neste trabalho são os seguintes, NO_x: óxido de nitrogênio; CO: monóxido de carbono; HC: hidrocarbonetos não queimados; MP: material particulado; CO₂: dióxido de carbono.

3.3.4.1 Curvas de referência

A seguir, na figura 28, são apresentadas as curvas de referência para os geradores a Diesel, as quais foram extraídas do manual de um gerador com potência de 1750 kW. Esse gerador foi considerado como referência pois além de ser o único com dados completos para todos os componentes avaliados, apresenta um patamar de potência intermediário com relação à gama de geradores selecionados, a qual varia de 600 a 5200 kW. Os valores apresentados para todos os componentes emitidos, são com relação ao patamar de carga no gerador (*engine load*). Como pode ser observado nas imagens a seguir, apresentam valores decrescentes com aumento da carga.

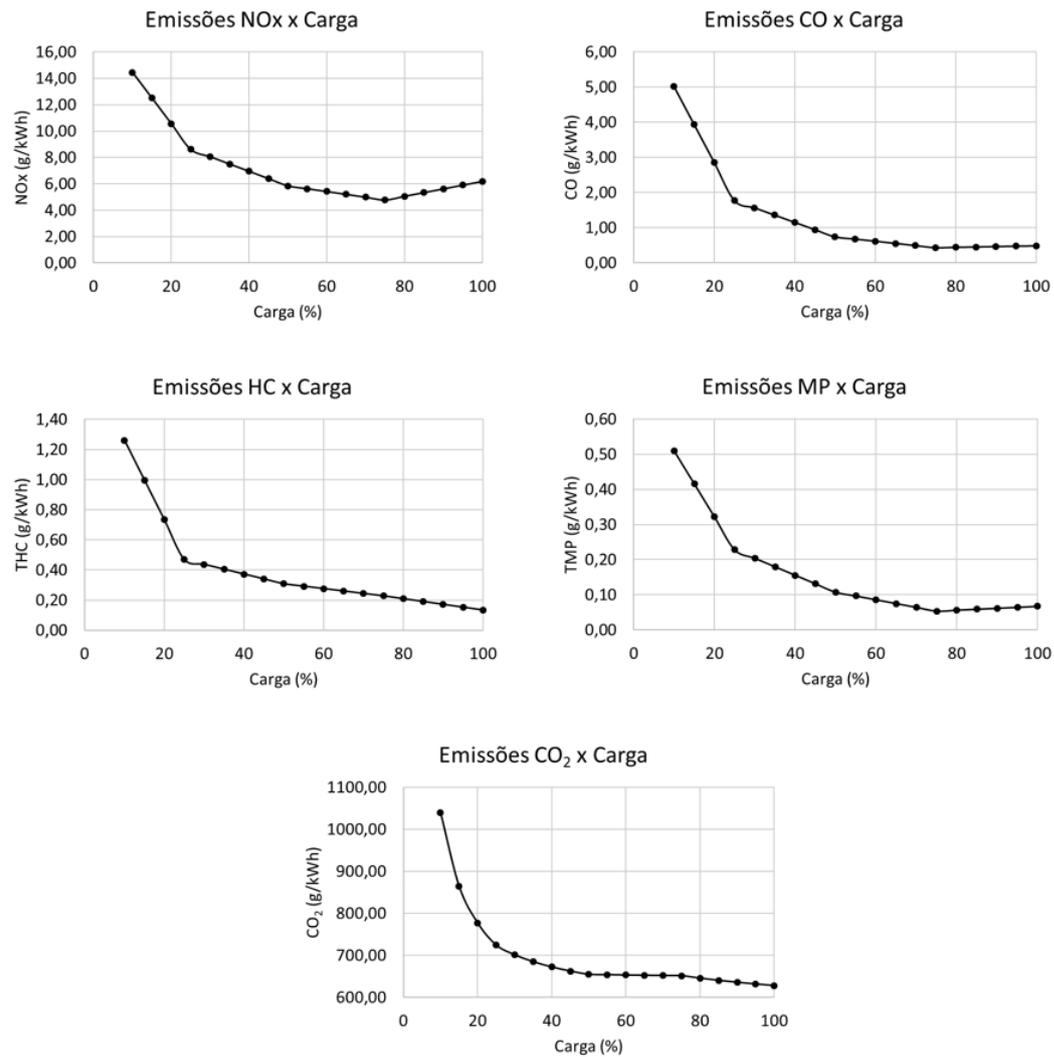


Figura 28: Curvas de referência para emissões dos geradores a Diesel.

3.3.4.2 Correlações e curvas para outros geradores

As correlações empregadas para a geração das curvas de emissões de poluentes dos geradores a Diesel são apresentadas a seguir na figura 29. Essas correlações foram utilizadas para os geradores os quais não foi possível encontrar os dados de emissões na literatura. O comportamento é comparável entre as curvas de correlação para componentes distintos, ou seja, os valores das emissões crescem com o aumento do consumo específico de combustível. O que é de acordo com o esperado, visto que em baixas cargas os grupos geradores apresentam elevação do consumo específico de combustível, bem como dos níveis de emissões de poluentes.

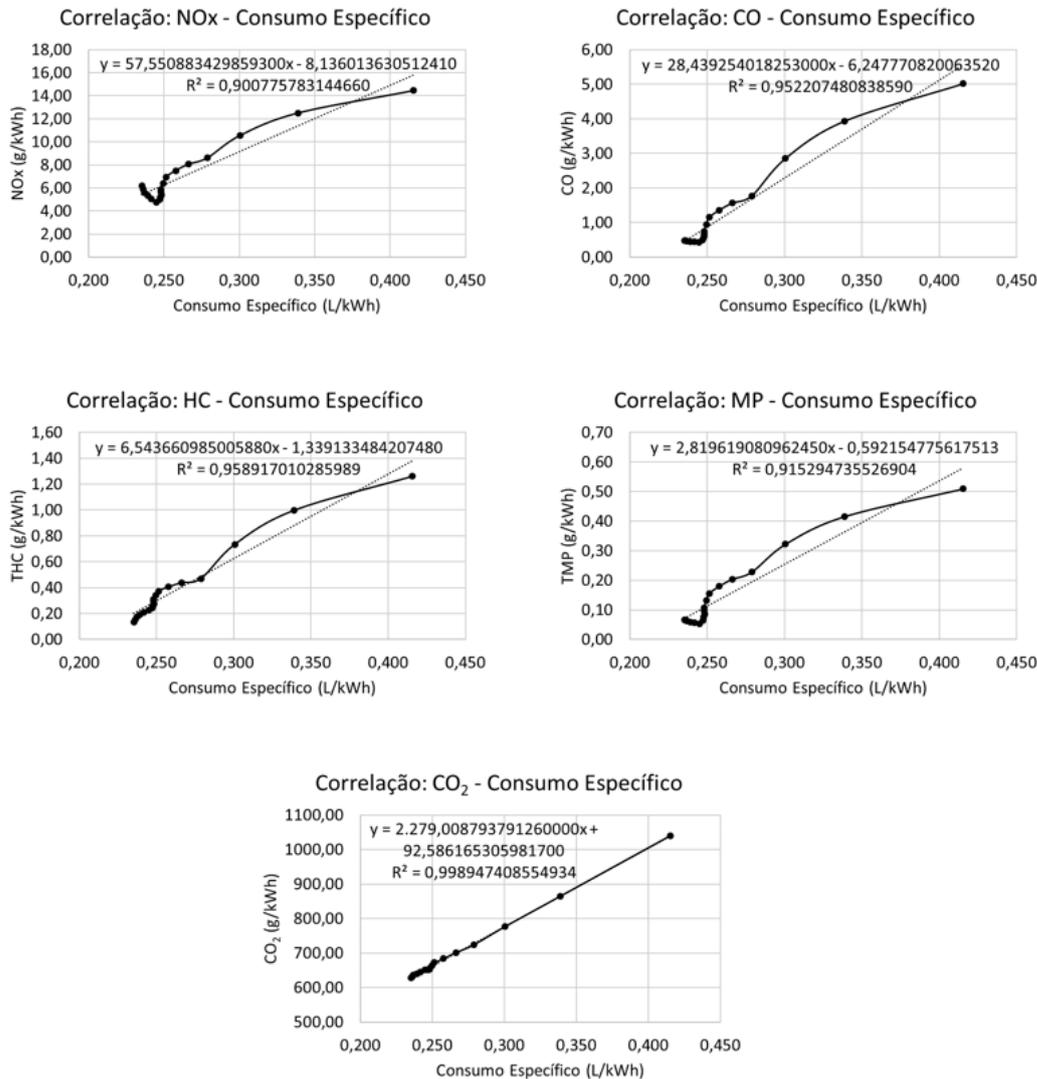


Figura 29: Correlações das curvas de poluentes dos geradores a Diesel.

As correlações são então estimadas através de equações lineares com elevados valores para os coeficientes de determinação (R^2). No Quadro 6 abaixo, é possível consultar o resumo dos parâmetros estatísticos dessas correlações. A consideração de casas decimais das correlações foi necessário para garantir a correta estimação das curvas em todo o espectro calculado.

Quadro 6: Parâmetros estatísticos das correlações das curvas de poluentes dos geradores a Diesel.

Parâmetros Estatísticos das Correlações - Curvas de Emissões Geradores Diesel					
Parâmetro	NOx	CO	HC	MP	CO ₂
R Múltiplo	0,949092084	0,975811191	0,97924308	0,956710372	0,999473566
R Quadrado	0,900775783	0,952207481	0,95891701	0,915294736	0,998947409
R Quadrado Ajustado	0,894939065	0,949396156	0,956500364	0,910312073	0,998885491
Erro Padrão	0,874300378	0,291635608	0,06199683	0,039262084	3,386201434
Observações	19	19	19	19	19

Como pode ser observado, as correlações para os componentes modelados, consideram as emissões com relação ao consumo específico de combustível, podendo dessa forma, ser aplicado a outros geradores para os quais não foram encontrados os dados de emissões de poluentes. Logo, foi então possível a determinação das curvas de emissão de poluentes para os geradores a Diesel que foram selecionados para as simulações dos respectivos cenários, as quais podem ser observadas na figura 30 a seguir.

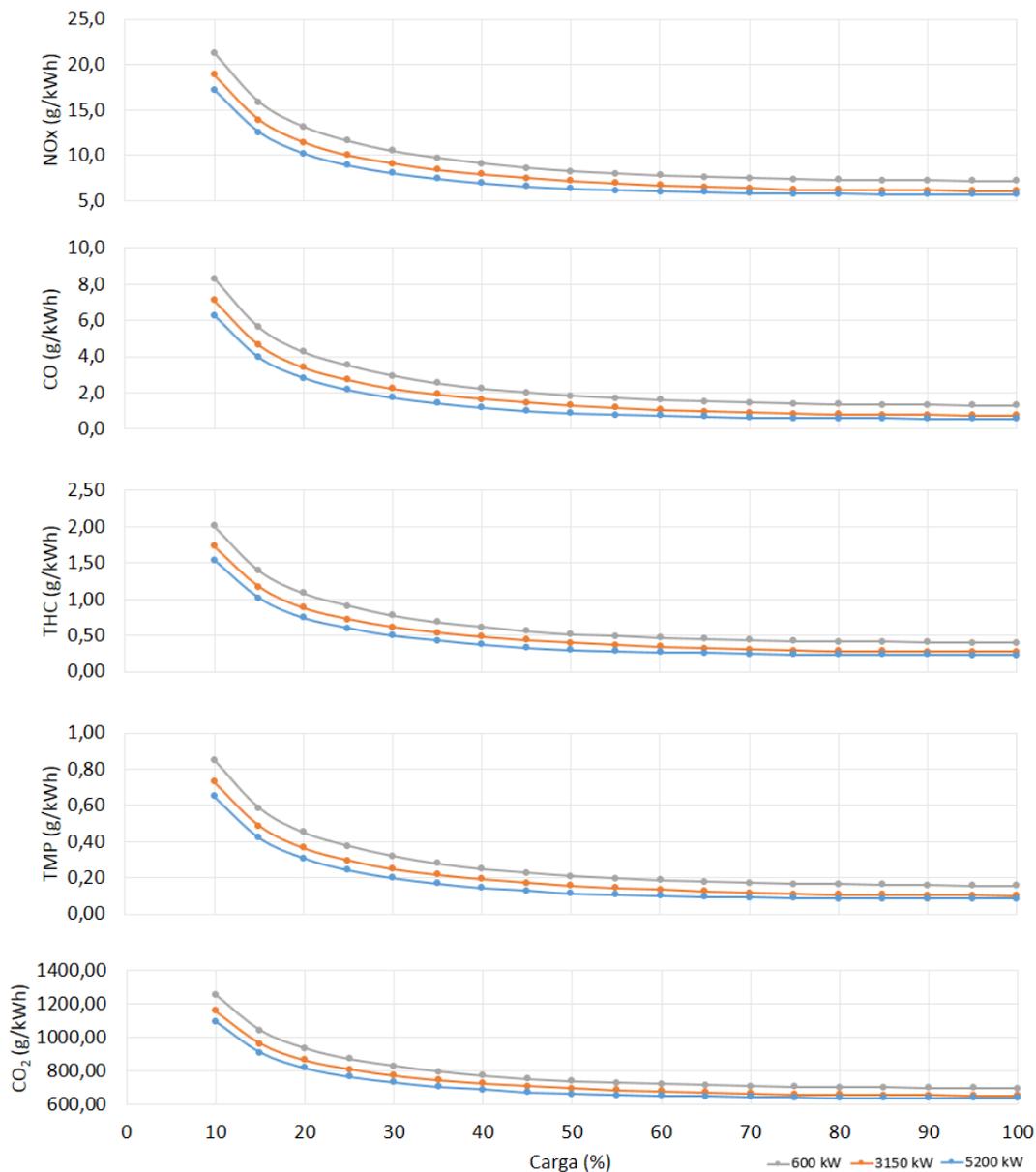


Figura 30: Curvas de emissões de poluentes para os geradores a Diesel simulados.

3.3.5 Emissão de Poluentes Geradores a Gás Natural

3.3.5.1 Curvas de referência

A seguir, na figura 31, são apresentadas as curvas de referência para os geradores a Gás Natural, as quais foram extraídas do manual de um gerador com potência de 2000 kW. Os valores aqui apresentados para todos os componentes emitidos, são com relação ao patamar de carga no gerador (*engine load*), e apresentam valores decrescentes com aumento da carga.

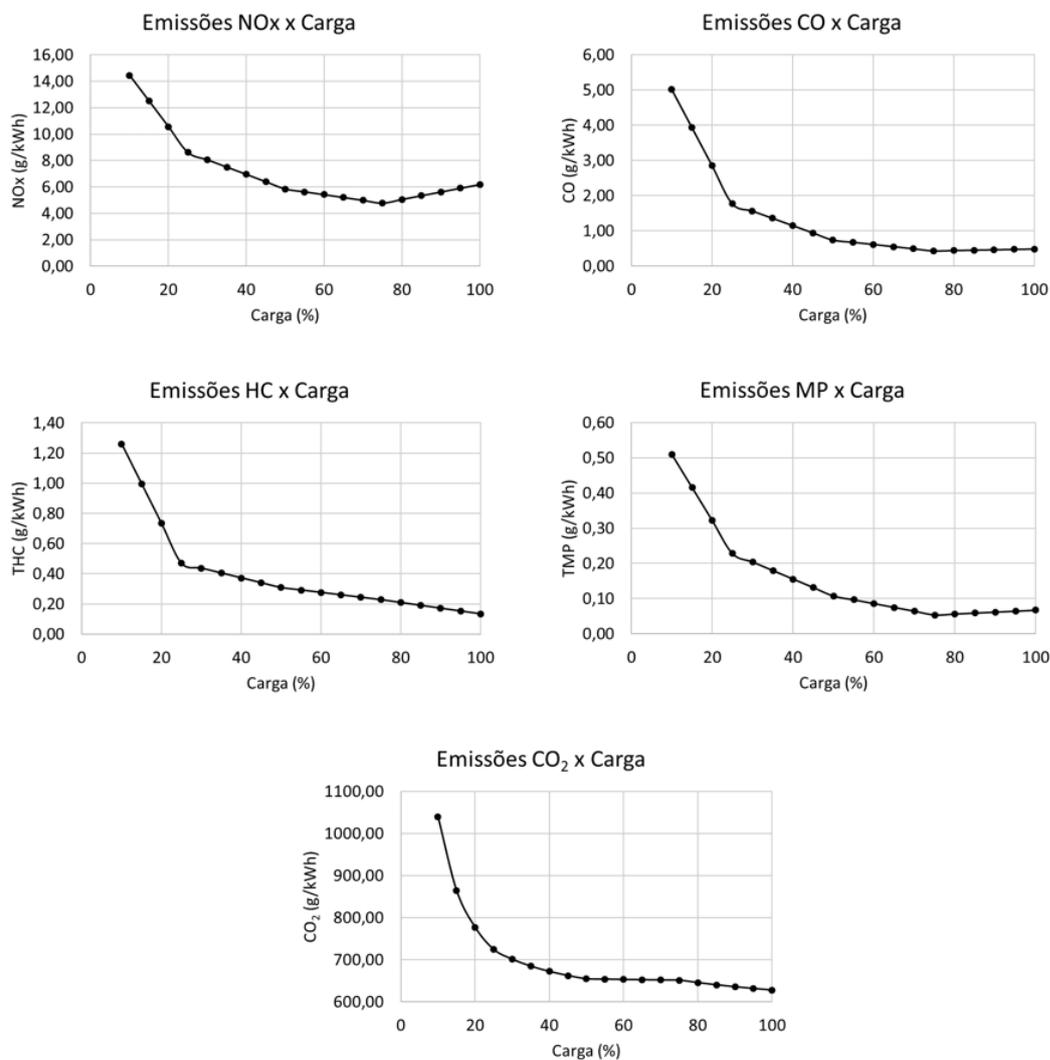


Figura 31: Curvas de referência para emissões dos geradores a Gás Natural.

3.3.5.2 Correlações e curvas para outros geradores

As correlações empregadas para a geração das curvas de emissões de poluentes dos geradores a Gás Natural, para os quais não foi possível encontrar os dados de emissões na literatura, são apresentadas a seguir na figura 32.

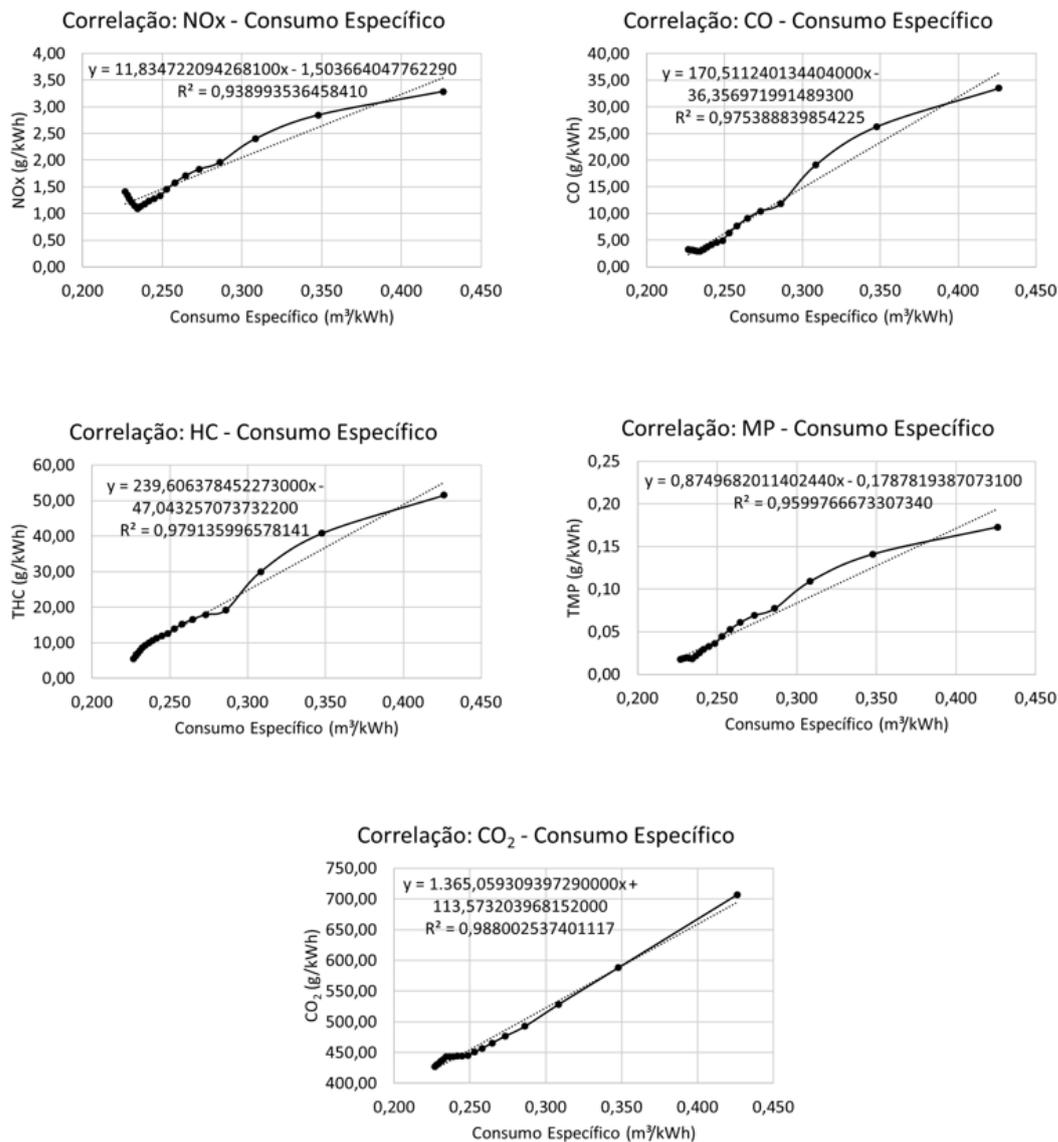


Figura 32: Correlações das curvas de poluentes dos geradores a Gás Natural.

No Quadro 7 abaixo, é possível consultar o resumo dos parâmetros estatísticos dessas correlações. A consideração de casas decimais das correlações foi necessário para garantir a correta estimação das curvas em todo o espectro calculado.

Quadro 7: Parâmetros estatísticos das correlações das curvas de poluentes dos geradores a Gás Natural.

Parâmetros Estatísticos das Correlações - Curvas de Emissões Geradores Gás Natural					
Parâmetro	NOx	CO	HC	MP	CO ₂
R Múltiplo	0,969016789	0,98761776	0,98951301	0,97978399	0,993983168
R Quadrado	0,938993536	0,97538884	0,979135997	0,959976667	0,988002537
R Quadrado Ajustado	0,935404921	0,973941125	0,977908702	0,957622354	0,987296804
Erro Padrão	0,155897333	0,719127666	0,053017413	0,004154847	7,773940107
Observações	19	19	19	19	19

3.3.5.3 Curvas de Emissões dos Geradores Simulados

Com a aplicação das correlações supracitadas, foi possível a determinação das curvas de emissão de poluentes para os geradores a Gás Natural que foram selecionados para as simulações dos respectivos cenários, as quais podem ser observadas na figura 33 e 34 a seguir.

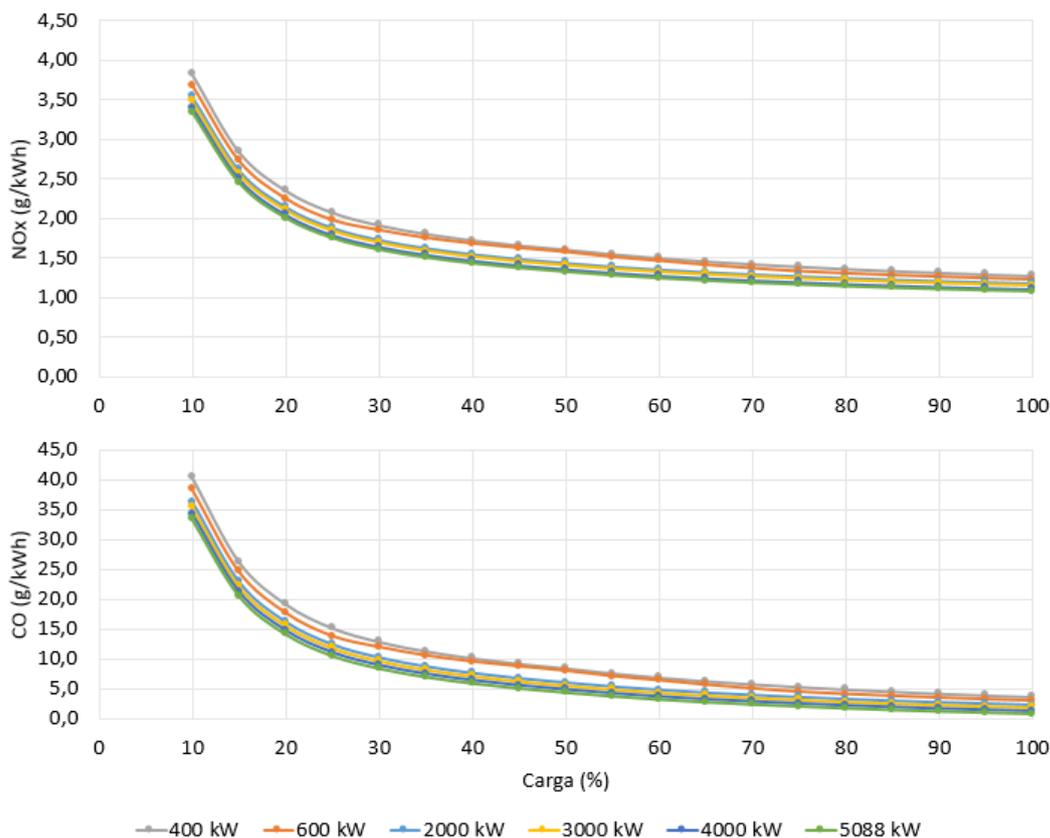


Figura 33: Curvas de emissões de poluentes para os geradores a Gás Natural simulados (parte 1).

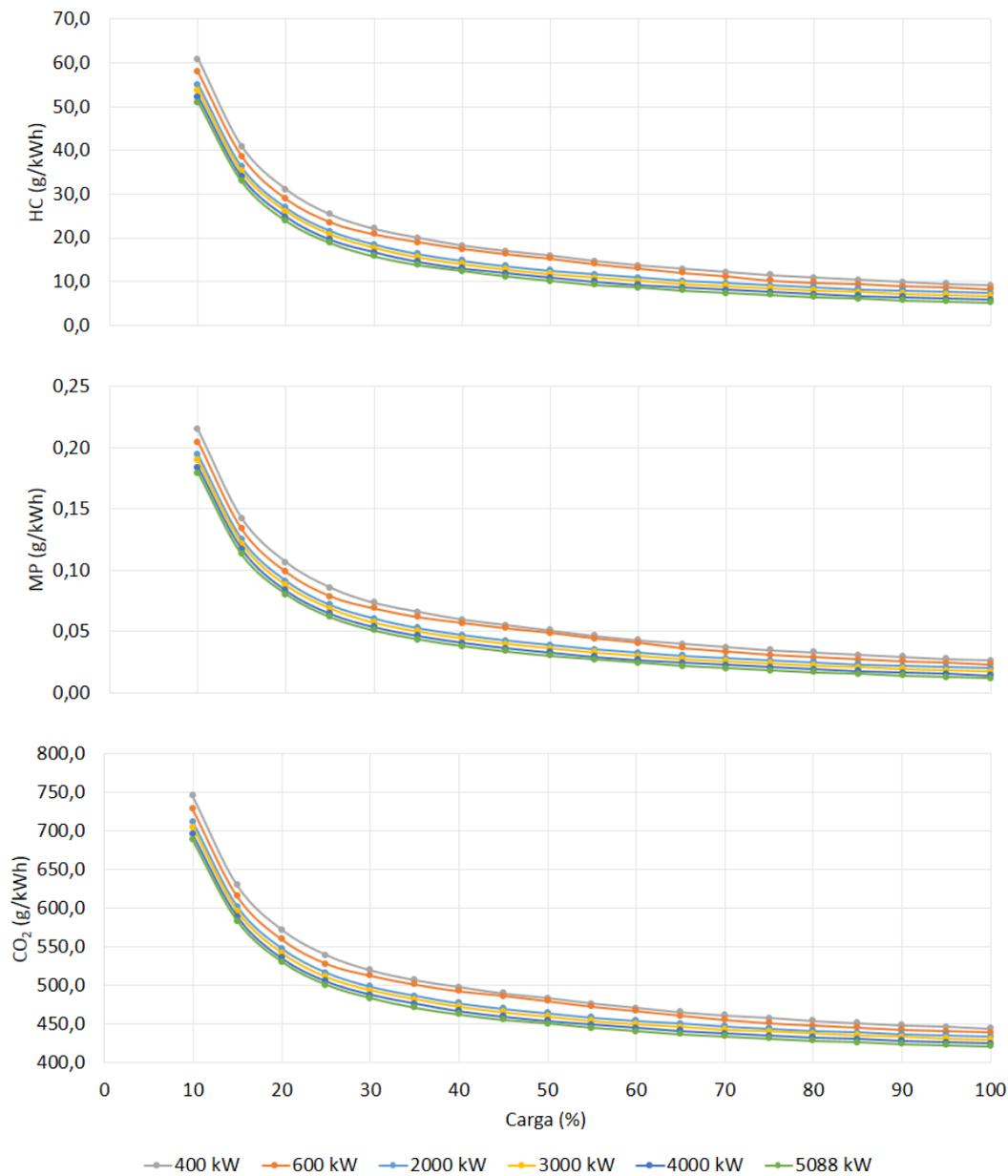


Figura 34: : Curvas de emissões de poluentes para os geradores a Gás Natural simulados (parte 2).

3.4 Banco de Baterias

Os bancos de baterias foram modelados de acordo com correlações e entendimentos extraídos da literatura, além de especificações que podem ser obtidas através de manuais de fabricantes.

3.4.1 Variação da Energia

O equacionamento para variação da energia nos bancos de baterias é de acordo com o balanço de energia para cada instante de tempo simulado, conforme entendimento proveniente da literatura (MALHEIRO et al., 2015). Para determinação da quantidade de energia armazenada na bateria na iteração atual, é necessário considerar esse mesmo valor no instante de tempo anterior somando-se a quantidade de energia que entra, e subtraindo-se a quantidade de energia que sai da bateria. Para cálculo dos valores de carga e descarga, são também consideradas as respectivas eficiências de acordo com a equação 4 a seguir.

$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t - 1) + E_{bin}(t) \eta_c - \frac{E_{bout}(t)}{\eta_d} \quad (4)$$

Onde:

$E_{bat}(t)$ = energia armazenada no banco de baterias (kWh)

$E_{bat}(t - 1)$ = energia armazenada na bateria no instante anterior (kWh)

$E_{bin}(t)$ = energia para carga do banco de baterias (kWh)

$E_{bout}(t)$ = energia utilizada do banco de baterias (kWh)

η_c = eficiência de carga do banco de baterias (-)

η_d = eficiência de descarga do banco de baterias (-)

3.4.2 Estado de Carga

Para determinação do estado de carga dos bancos de baterias (EDC), de acordo com a literatura (JACKEY, 2007), deve ser considerado da razão entre o valor da energia armazenada no banco de baterias em determinado instante de tempo e a capacidade de armazenamento de energia de acordo com a equação 5 a seguir.

$$EDC(t) = \left(\frac{E_{bat}(t)}{Cap_{bat}} \right) 100 \quad (5)$$

Onde:

EDC (t) = estado de carga do banco de baterias (%)

$E_{bat}(t)$ = energia armazenada no banco de baterias (kWh)

Cap_{bat} = capacidade de armazenamento do banco de baterias (kWh)

3.4.3 Taxas de Carga e Descarga

A metodologia para estimar as denominadas taxas C das baterias, foram desenvolvidas e adotadas, originalmente pela indústria, para comparar e avaliar baterias com aspectos semelhantes (JORNE, 2018). Os valores das taxas C servem para estimar a capacidade, traduzida em duração das baterias quando submetidas à determinada corrente de descarga, ou tempo de recarregamento, quando submetidas à determinada corrente de carga. Normalmente, para cálculo da taxa C, são considerados os valores da capacidade das baterias em ampere hora (Ah), e os valores das correntes de carga ou descarga em ampere (A), sendo a taxa C, a razão entre a corrente de carga ou descarga e a capacidade da bateria, de acordo com a equação 6 a seguir.

$$Taxa\ C(t) = \frac{C_{carga\ ou\ descarga}(t)}{Cap.\ Bateria} \quad (6)$$

Onde:

Taxa C(t) = taxa C (1/t)

$C_{carga\ ou\ descarga}(t)$ = corrente de carga ou descarga (A)

Cap. Bateria = capacidade do banco de baterias (Ah)

Importante notar que esses valores se relacionam de forma proporcional com a quantidade de energia solicitada, ou valores de correntes aplicáveis às baterias a cada instante de tempo. Por exemplo, uma bateria com capacidade de 5,4 Ah, se descarregada com 100% do valor da corrente nominal de 5,4 A, estará operando na taxa de 1 C, que em condições padrão especificadas pelo fabricante, corresponderá a duração de aproximadamente hora de uso (SAFT, 2021). A título de ilustração dessas relações, os valores das taxas C se relacionam com os tempos das baterias da seguinte forma presente no Quadro 8 a seguir.

Quadro 8: Relação entre taxa C, corrente nominal e tempos das baterias.

Taxa C	Percentual da Corrente Nominal Aplicada	Tempo Carga ou Descarga
(1/t)	(%)	(min)
10	1000	6
5	500	12
2	200	30
1	100	60
0,5	50	120
0,2	20	300
0,1	10	600

Como neste trabalho são consideradas as variações de energia nos bancos de baterias, serão essas as grandezas empregadas para o cálculo da taxa C de acordo com a equação 7 a seguir. Sabendo que os valores de energia foram divididos por 60 pois as iterações são medidas a cada minuto.

$$Taxa\ C(t) = \frac{[E_{bat}(t) - E_{bat}(t - 1)]/60/\Delta t}{Cap_{bat}/60} \quad (7)$$

Onde:

$E_{bat}(t)$ = energia armazenada no banco de baterias (kWh)

$E_{bat}(t - 1)$ = energia armazenada na bateria no instante anterior (kWh)

Δt = intervalo de tempo (min)

Cap_{bat} = capacidade de armazenamento do banco de baterias (kWh)

3.4.4 Dimensionamento

Para o dimensionamento dos bancos de baterias, foi necessária uma simulação prévia, durante o período de maiores solicitações do sistema, ou seja, no verão, durante a semana VS1. O intuito era observar o comportamento dos sistemas de geração e armazenamento de energia durante as maiores solicitações de carga possíveis, e dessa forma estimar o tamanho do sistema de armazenamento de energia. Durante essa simulação também foi possível observar se o estado de carga dos bancos de baterias se mantiveriam em patamares nomeadamente recomendados pelos fabricantes destes equipamentos. Em Hashmi e Bušić (2018), foram levantadas folhas de dados de baterias de íons de lítio, e pode ser observado que a

grande maioria considera as estimativas do número total de ciclos, ou seja, vida útil das baterias, considerando descargas até 20% de estado de carga (ou 80% de profundidade de descarga). Sendo assim, de forma conservadora, foi estipulado que se no cenário de maior solicitação, o estado de carga das baterias não fosse inferior a 20%, o dimensionamento seria suficiente para este cenário e, conseqüentemente, para os demais. Logo, o limiar inferior de 20% foi considerado somente para o dimensionamento inicial dos sistemas.

Nessa simulação prévia, considerando-se os bancos de baterias completamente carregados (em $t=0$), foi necessário observar e medir o pico de carga e de geração de modo a medir a maior diferença entre estes valores, referenciado a seguir como um delta (Δ) de carga. Esta medida é de fato a solicitação aos sistemas de armazenamento, e quando multiplicada pelo tempo de duração destes picos fornece valores possíveis para o dimensionamento dos bancos de baterias. Abaixo, na figura 35, o gráfico da simulação com destaque para os dados medidos. Ressalta-se que esse processo se inicia com valores estimados manualmente, que posteriormente são submetidos ao modelo/método como descrito. O valor do armazenamento de energia que consta no gráfico a seguir, é de fato o resultado desse processo e serve somente de ilustração do método.

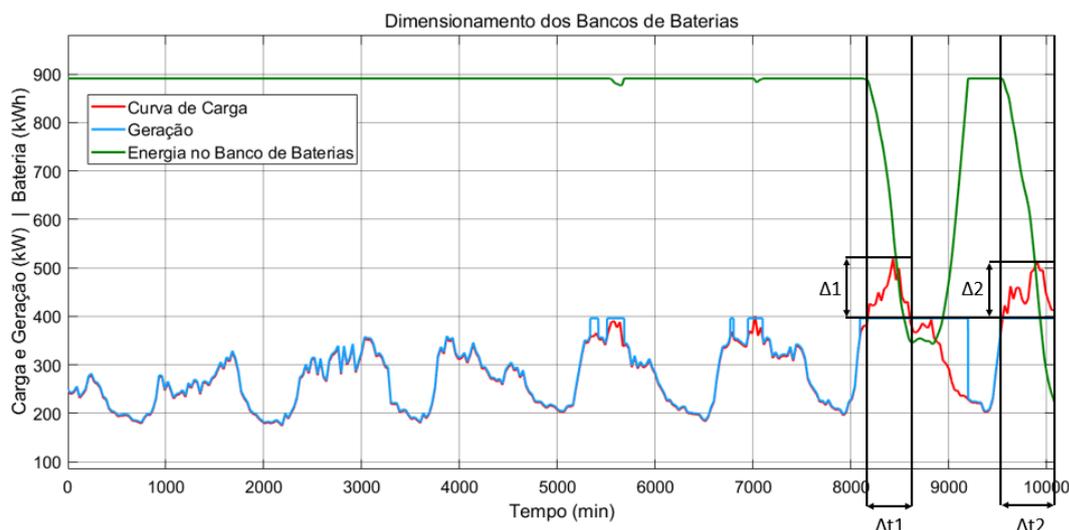


Figura 35: Simulação para dimensionamento dos bancos de baterias.

Como pode ser observado, neste cenário existem dois grandes picos de carga, que se traduzem para o sistema, como solicitações de descarga dos bancos de baterias de acordo com o algoritmo implementado. Como citado, se fez

necessário a medição dos valores demarcados no gráfico ($\Delta 1$, $\Delta t1$, $\Delta 2$ e $\Delta t2$), de forma que fosse possível gerar o Quadro 9 a seguir. Com isso, foi possível considerar as possibilidades para o dimensionamento dos sistemas de armazenamento.

Quadro 9: Estimação dos sistemas de armazenamento de energia.

Primeira Solicitação		Segunda Solicitação	
Duração (h)		Duração (h)	
Inicial	136,17	Inicial	159,25
Final	143,42	Final	168,15
Delta	7,25	Delta	8,90
Carga Máxima (kW)		Carga Máxima (kW)	
Demanda	518,80	Demanda	514,60
Geração	396,30	Geração	399,40
Delta	122,50	Delta	115,20
Energia (kWh)		Energia (kWh)	
Ideal	888,13	Ideal	1025,28
Mínimo	843,72	Mínimo	974,02
Máximo	932,53	Máximo	1076,54

O valor denominado ideal é a multiplicação entre $\Delta 1$ e $\Delta t1$ (e $\Delta 2$ e $\Delta t2$), e os valores mínimos e máximos são o valor ideal $\pm 5\%$. Como os valores são majorados para a segunda solicitação, devido ao maior tempo pelo qual as baterias são descarregadas, opta-se por um dos valores estimados para esse cenário, e submete-se novamente ao modelo para nova verificação. Caso ainda sim seja possível atender a demanda sem ultrapassar o limite mínimo de 20% de EDC, o valor é confirmado. Com esse dimensionamento, foi então possível concluir as estimativas de todos os dados para todos os cenários e casos das simulações, os quais estão presentes no Quadro 10 a seguir. Para determinação dos valores de armazenamento para os diferentes multiplicadores (X5 e X10), os valores de capacidade dos bancos de baterias determinados para o multiplicador X1 foram respectivamente multiplicados por 5 e 10, de forma a manter os mesmos fatores de multiplicação que foram aplicados para as curvas de carga.

Quadro 10: Especificação do banco de baterias para os cenários criados.

Casos Verão						Casos Inverno					
Coef. Var. Semanal Carga (%)	Múltiplo	Carga Máxima (kW)	Tipo Geração	Potência Gerador (kW)	Banco Baterias (kWh)	Coef. Var. Semanal da Carga (%)	Múltiplo	Carga Máxima (kW)	Tipo Geração	Potência Gerador (kW)	Banco Baterias (kWh)
Maior 27,17%	x1	518,8	Diesel	600	-	Maior 19,66%	x1	268,0	Diesel	600	-
			Gás Natural	600	-				Gás Natural	600	-
			GN + Bateria	400	900				GN + Bateria	400	900
	x5	2594,0	Diesel	3150	-		x5	1339,8	Diesel	3150	-
			Gás Natural	3000	-				Gás Natural	3000	-
			GN + Bateria	2000	4500				GN + Bateria	2000	4500
	x10	5188,0	Diesel	5200	-		x10	2679,6	Diesel	5200	-
			Gás Natural	5088	-				Gás Natural	5088	-
			GN + Bateria	4000	9000				GN + Bateria	4000	9000
Mediano 22,58%	x1	471,2	Diesel	600	-	Mediano 17,93%	x1	270,5	Diesel	600	-
			Gás Natural	600	-				Gás Natural	600	-
			GN + Bateria	400	900				GN + Bateria	400	900
	x5	2356,0	Diesel	3150	-		x5	1352,4	Diesel	3150	-
			Gás Natural	3000	-				Gás Natural	3000	-
			GN + Bateria	2000	4500				GN + Bateria	2000	4500
	x10	4712,0	Diesel	5200	-		x10	2704,8	Diesel	5200	-
			Gás Natural	5088	-				Gás Natural	5088	-
			GN + Bateria	4000	9000				GN + Bateria	4000	9000
Menor 18,29%	x1	454,2	Diesel	600	-	Menor 16,56%	x1	286,4	Diesel	600	-
			Gás Natural	600	-				Gás Natural	600	-
			GN + Bateria	400	900				GN + Bateria	400	900
	x5	2271,2	Diesel	3150	-		x5	1432,2	Diesel	3150	-
			Gás Natural	3000	-				Gás Natural	3000	-
			GN + Bateria	2000	4500				GN + Bateria	2000	4500
	x10	4542,4	Diesel	5200	-		x10	2864,4	Diesel	5200	-
			Gás Natural	5088	-				Gás Natural	5088	-
			GN + Bateria	4000	9000				GN + Bateria	4000	9000

Aqui cabe um comentário com relação a estes limiares de estado de carga dos bancos de baterias. Como será visto nos resultados, eventualmente esse limite inferior de 20% de carga nas baterias foi testado, visto que não foram estabelecidas condições de contorno que impedissem a ultrapassagem do mesmo. Nesse caso, em poucos cenários, durante o inverno, o estado de carga das baterias (EDC) alcançou valores próximos dos 10% de carga. Porém, de forma mais recorrente, os valores de carga nas baterias orbitaram valores abaixo de 20% de carga. Após essa análise, e com o intuito de prolongar o uso das baterias durante o inverno, optou-se por considerar, no algoritmo de controle, descrito no item 4.2 a seguir, o limiar inferior de 10% de carga para determinar que as baterias se encontram descarregadas.

4 Desenvolvimento do Simulador e Algoritmo de Controle

Com o emprego do MATLAB, o desenvolvimento do simulador fundamentou-se na construção de um mecanismo baseado na disponibilidade de recursos do Simulink. Dessa forma, para cada ação desejada, foram empregados diversos blocos de operações e comandos específicos. Dentre estes, podem ser citados os bloco de inserção de dados, as constantes, as operações aritméticas simples, os blocos de decisão e escolha, os exibidores de valores, entre outros. Além disso, foram empregados os blocos de funções, os quais permitem a inserção de correlações específicas para cada cenário de simulação.

Por sua vez, a criação e implementação dos algoritmos de controle, iniciou-se com a ponderação sobre os possíveis estados que os sistemas poderiam assumir ao longo da operação. Com isso, foi possível consolidar os diferentes estados, criar o conjunto de operações lógicas condicionais aplicáveis (*if-else branching*), bem como conduzir testes iniciais para validação da alternância entre os diversos estados possíveis para o sistema.

4.1 Variáveis, Dados de Entrada/Saída e Condições de Contorno

Os dados de entrada do modelo são divididos entre os valores isolados de entrada e as planilhas, considerando para ambos os casos, as respectivas variações para cada cenário de simulação. Os valores isolados são: capacidades do grupo gerador, dimensão dos sistemas de armazenamento e estado inicial do algoritmo. As planilhas são para consideração dos valores das curvas de carga, bem como para os valores dos coeficientes de variação da carga. Estes dados são previamente gerados em planilhas no Excel, e inseridos no modelo através de blocos específicos no Simulink. Dessa forma, para cada iteração simulada, o modelo considera o dado de uma célula da planilha de forma sequencial até a finalização da simulação de determinado cenário. Os dados de saída do modelo são extraídos em forma de gráficos contendo o comportamento de cada variável de interesse. Estes são

separados entre os seguintes grandes grupos: curva de carga e patamares de carga nos grupos geradores (*engine load*); variação da energia e estado de carga no banco de baterias (EDC); consumo de combustível e eficiência nos grupos geradores; e emissões de poluentes.

As condições de contorno do modelo são todas as relações inseridas que porventura impactam as variáveis de saída, ou seja, as curvas de consumo específico de combustível, curvas de emissões de poluentes, curvas de penalização de consumo, e curvas de eficiência de carga e descarga dos sistemas de armazenamento de energia.

4.2 Definição do Algoritmo de Controle

O sistema modelado, necessariamente apresenta variações ao longo do tempo que são impostas pela carga. As imposições da curva de carga, fazem variar as solicitações ao grupo gerador bem como aos sistemas de armazenamento de energia. Se faz então necessário uma estratégia de controle para gerir as alterações do sistema de forma que possibilite a obtenção do comportamento esperado.

Para a implementação da estratégia de controle do sistema, foram necessários então a determinação de estados do sistema, considerando o estado de cada componente individualmente. Primeiramente, é avaliada a demanda imposta pelo perfil de carga, visando identificar a possibilidade do suprimento da carga somente com o grupo gerador e/ou se existe a necessidade de complementação através da utilização do banco de baterias. Posteriormente, e com o resultado da indagação anterior, é avaliado o estado de carga das baterias, visando identificar a possibilidade de complementação de carga, bem como os momentos de carga e descarga. Com a combinação dos fatores supracitados, surgem então as regras para controle dos sistemas, que em conjunto, compõem os algoritmos de controle. As regras são diferenciadas para cada estação do ano que foi simulada, logo surge um algoritmo específico para o período do verão e outro para o inverno.

4.2.1 Algoritmo para o Verão

O algoritmo de controle dos sistemas durante o período do verão, considera que os sistemas de armazenamento atuam frente aos picos superiores da carga. Com isso, os geradores estão operando em *load following* até o momento que a carga ultrapassa 90% da capacidade máxima dos mesmos. Neste momento os bancos de baterias são utilizados para complementação da carga, descarregando-se no máximo até 10% de carga. Com os bancos de baterias descarregados, os geradores devem operar continuamente em carga máxima para que seja possível efetuar o carregamento destes, até que o estado de carga seja igual ou superior a 99%. Na figura 36 a seguir, é apresentado o diagrama de decisão para determinação dos estados do sistema, que definem o comportamento do algoritmo de controle do sistema durante o período do verão. Em associação com o diagrama, no Quadro 11 a seguir, são especificados a fonte do suprimento da demanda, bem como a função durante cada um dos estados do sistema.

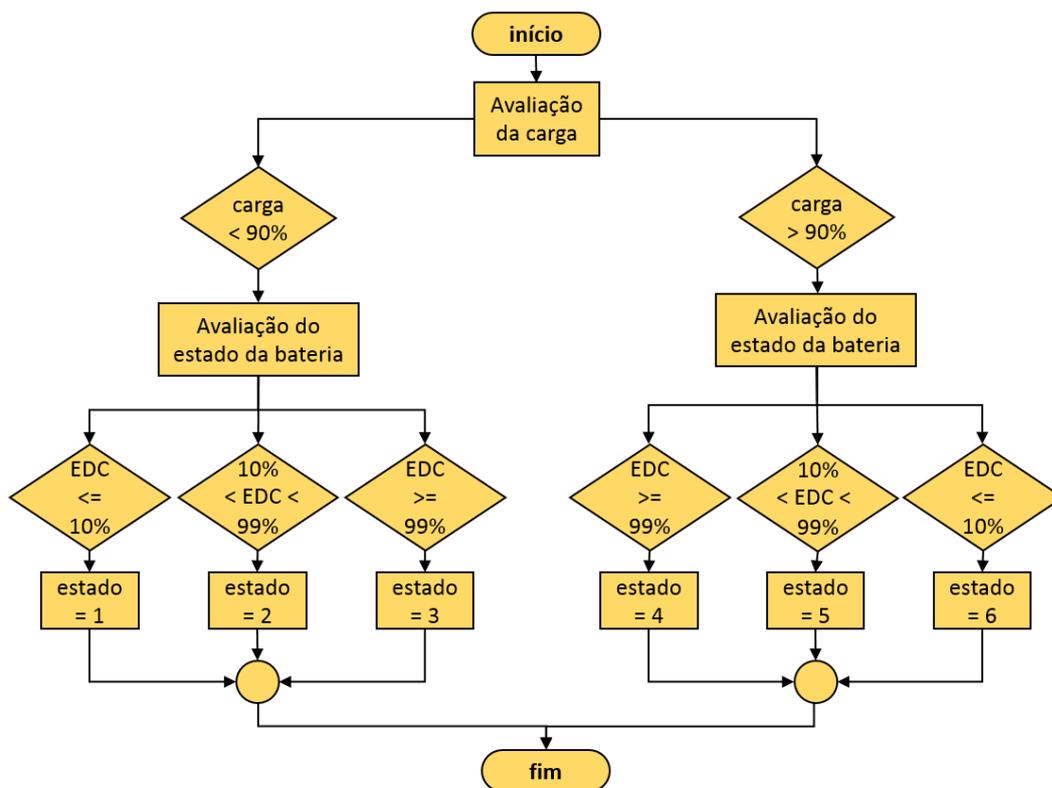


Figura 36: Diagrama de decisão para determinação dos estados do algoritmo durante o verão.

Quadro 11: Especificação dos estados do sistema durante o verão.

Estados do Sistema - Algoritmo Verão		
Estado	Suprimento	Função
1	gerador fixo em 99%	supre a carga e carrega bateria com excedente
2	gerador fixo em 99%	supre a carga e carrega bateria com excedente
3	gerador em <i>load following</i>	supre a carga de acordo com a curva
4	gerador fixo em 99% + baterias	supre a carga com o suporte das baterias
5	gerador fixo em 99% + baterias	supre a carga com o suporte das baterias
6	gerador fixo em 99%	supre a carga e carrega bateria com excedente

Como pode ser observado na figura 36 acima, nos estados 1, 2 e 6 o banco de baterias está descarregado ou com carga parcial, nesse caso o grupo gerador opera fixo nos patamares máximos de carga, suprindo a demanda imposta pela curva de carga e efetuando o carregamento do banco de baterias com o excedente da geração. No estado 3 o banco de baterias está carregado e o grupo gerador opera oscilando de acordo com a curva de carga (*load following*). Nos estados 4 e 5, a demanda se aproxima do limite superior de fornecimento pelo grupo gerador, ou seja, é necessário a utilização do banco de baterias de forma que seja possível suprir a demanda imposta ao sistema.

4.2.2 Algoritmo para o Inverno

O algoritmo de controle dos sistemas durante o período do inverno, considera que os sistemas de armazenamento atuam frente aos picos inferiores da carga. Com isso, os geradores estão operando em *load following* até o momento que a carga é inferior a 34% da capacidade dos mesmos. Neste momento, os geradores são desligados, e os bancos de baterias são utilizados para suprimento da carga, descarregando-se no máximo até 10%. Esse limiar inferior de carga, no valor de 34% da capacidade máxima dos grupos geradores, é considerado como um dos aspectos de otimização dos modelos propostos no presente trabalho. Este valor foi determinado através simulações, considerando o período do inverno, o dimensionamento original dos sistemas, e o algoritmo aqui comentado. Nesse caso, o objetivo foi obter o máximo de flexibilidade do sistema, utilizando os sistemas de armazenamento de energia até o limite por volta de 10% de carga.

Com os bancos de baterias descarregados, os geradores devem operar continuamente em 60% de carga para que seja possível efetuar o carregamento destes, até que o estado de carga seja igual ou superior a 99%. Na figura 37 a seguir, é apresentado o diagrama de decisão para determinação dos estados do sistema, que definem o comportamento do algoritmo de controle do sistema durante o período do inverno. No Quadro 12 a seguir, são especificados a fonte do suprimento da demanda, bem como a função durante cada um dos estados do sistema.

A opção de desligamento dos grupos geradores, foi empregada somente durante o inverno, pois as curvas de carga são suficientemente reduzidas, ao ponto de se tornar possível o atendimento da demanda somente com o emprego dos bancos de baterias.

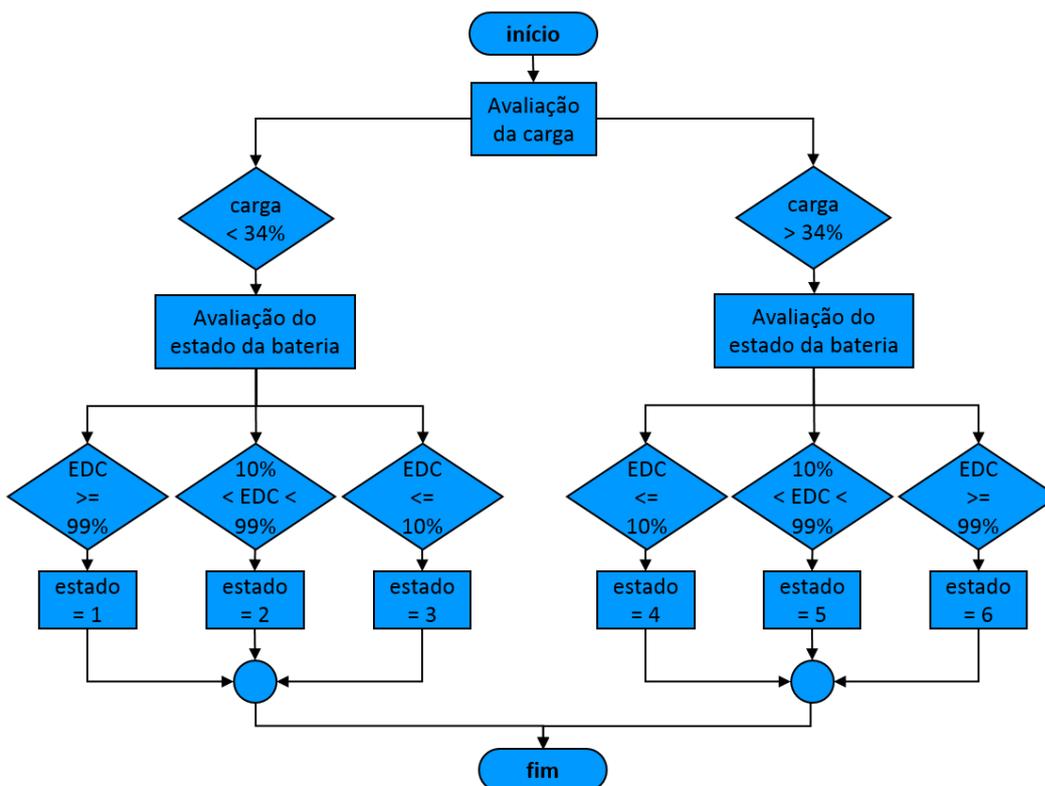


Figura 37: Diagrama de decisão para determinação dos estados do algoritmo durante o inverno.

Quadro 12: Especificação dos estados do sistema durante o inverno.

Estados do Sistema - Algoritmo Inverno		
Estado	Suprimento	Função
1	gerador desligado	banco de baterias supre a carga
2	gerador desligado	banco de baterias supre a carga
3	gerador fixo em 60%	supre a carga e carrega bateria com excedente
4	gerador fixo em 60%	supre a carga e carrega bateria com excedente
5	gerador fixo em 60%	supre a carga e carrega bateria com excedente
6	gerador em <i>load following</i>	supre a carga de acordo com a curva

Como pode ser observado na figura 37 acima, nos estados 1 e 2, a demanda é inferior a 34% da capacidade do grupo gerador, e o banco de baterias está completamente carregado ou com carga parcial, nesse caso o grupo gerador é desligado e as baterias são utilizadas para suprimento da carga. Nos estados 3, 4 e 5, o banco de baterias está descarregado ou com carga parcial, logo os geradores passam a operar de forma fixa, continuamente em 60% de carga para que seja possível efetuar o carregamento dos sistemas de armazenamento de energia. No estado 6, com as baterias plenamente carregadas, os geradores devem então operar de acordo com a curva de carga (*load following*).

4.3 Determinação dos Períodos de Aceleração

A determinação dos períodos de aceleração nos grupos geradores é fundamental para aplicar as penalizações de consumo de combustível. Para isso, foi necessário calcular e avaliar os coeficientes de variação da carga de acordo com a equação 1 explicitada no item 3.2. Essa avaliação foi feita sobre os dados que fazem parte das planilhas de CV inseridas nos modelos, e foi pensada de forma a reduzir a necessidade de outras implementações no próprio modelo. Ou seja, os dados foram tratados externamente para que não houvesse necessidade de tratamento após inserção no modelo, reduzindo assim o custo computacional durante a simulação dos casos. Dessa forma foi possível produzir uma planilha contendo os dados (CV horário) somente para os momentos de interesse, nesse caso, os períodos de aceleração dos grupos geradores. Especificamente para determinar estes períodos de aceleração, foi empregado uma estratégia de avaliação do CV horário da carga e a alteração da carga entre dois pontos consecutivos da curva. Para cada ponto da curva de carga, foi calculado o CV horário considerando os dados de trinta minutos antes e depois deste ponto. A lógica empregada para determinação dos períodos de aceleração foi a seguinte: se o CV horário for maior que 1%, e se a carga avaliada cinco minutos após a carga no instante atual, o gerador está em aceleração e o consumo deve ser penalizado (incrementado), conforme representação da lógica abaixo.

$$\text{se } \begin{cases} CV(\text{horário}) > 1\% \\ \& \\ \text{carga}(t+5) > \text{carga}(t) \end{cases} \rightarrow \text{consumo é penalizado}$$

Dessa forma, foi possível considerar dois aspectos importantes das curvas: capturar os trechos nos quais realmente existe variação da carga, e que essa variação represente somente os períodos de aceleração. Isso pois os CV horários não possuem sinal e também são calculados para os períodos de desaceleração dos geradores. A especificação dessa lógica para tratamento dos dados e determinação dos períodos de aceleração, foi concluída e validada somente após diversos testes, com diferentes valores de restrições, para diferentes trechos das curvas de carga, além de considerar os dados para o verão e para o inverno.

As curvas de penalização do consumo, que é a forma da penalização especificada em valores, serão esclarecidas a seguir no próximo item. A título de exemplo, a seguir na figura 38, segue um trecho dos dados da curva de carga (em azul), em conjunto com o coeficiente de variação horário da carga (em laranja), além da determinação do período de aceleração (em cinza).

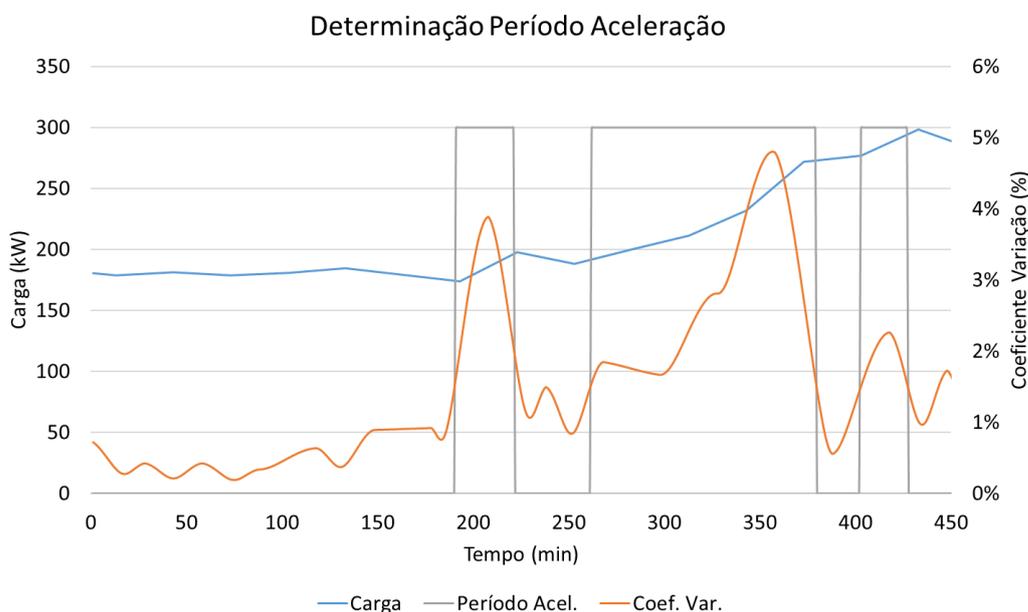


Figura 38: Exemplo de determinação dos períodos de aceleração dos grupos geradores.

Ressalta-se que a curva em cinza serve somente de apoio para delimitação gráfica dos períodos de aceleração, sem relação com os valores e escalas representados no gráfico. Como pode ser observado, nos períodos no qual os

valores de CV são baixos e com pouca variação, a curva de carga é praticamente plana. Nos períodos com maiores CV, podem ser observadas as variações da carga interpretadas pela lógica proposta como períodos de aceleração dos grupos geradores.

4.4 Penalização de Consumo de Combustível

A penalização do consumo de combustível foi pensada de forma a incrementar o consumo nos períodos de aceleração dos grupos geradores. Com a avaliação citada anteriormente no item 4.3, a determinação prévia dos períodos de aceleração, e a inserção dos dados de coeficiente de variação horário da carga se torna possível penalizar o consumo de combustível. A penalização ocorrerá de forma correlacionada com o CV horário, seguindo quatro curvas específicas de penalização, de acordo com os patamares de carga dos grupos geradores. São quatro curvas pois os patamares de carga foram segregados a cada trecho de 25% de carga dos grupos geradores considerando todo o espectro de operação (0 a 100% de carga). Essa divisão em patamares de carga serve para refinar as curvas de penalização. E está relacionada com o fato de que as variações/incrementos de consumo são menores quanto maiores forem os patamares de carga nos geradores.

Essa constatação decorre principalmente da análise dos dados de consumo específico de combustível que estão presentes nas folhas de dados destes equipamentos, como apresenta no Quadro 13 a seguir. Como exemplo, são mostrados os dados de consumo para um gerador de 3120 kW (modo *standby*) e comparados os incrementos de consumo quando ocorrem variações de carga a cada 25% de carga (*engine load*). Como pode ser observado, na transição 25->50% no patamar de carga, ou seja, em baixa carga, o incremento no consumo é de 73,1%, ao passo que na transição 75->100% (alta carga) o incremento no consumo é menor, somente 31,9%, ratificando os quesitos anteriormente mencionados.

Quadro 13: Exemplo dados de consumo de combustível e patamar de carga.

Potências (kW)	Modos de Operação		
	Standby	Prime	Contínuo
	3120	2800	2520
Carga (%)	Consumo (L/h)		
100	787,4	709,7	639,8
75	596,9	539	490,9
50	421,9	382,6	351,3
25	243,7	226,8	214,2
Δ Consumo Aceleração (%)			
25 -> 50% Carga	73,1%	68,7%	64,0%
50 -> 75% Carga	41,5%	40,9%	39,7%
75 -> 100% Carga	31,9%	31,7%	30,3%

A distribuição dos valores de penalização, denominado por mapa, é de acordo com o Quadro 14 a seguir.

Quadro 14: Mapa de penalidades no consumo de combustível.

Coef. Variação Carga (%)	Penalidade Consumo (% incremento)			
	Patamar de Carga Gerador (%)			
	0 - 25%	25 - 50%	50 - 75%	75 - 100%
0	0,00	0,00	0,00	0,00
1	2,73	1,95	1,50	1,25
2	3,90	2,79	2,14	1,79
3	5,07	3,62	2,79	2,32
4	6,25	4,46	3,43	2,86
5	7,42	5,30	4,08	3,40
6	8,59	6,14	4,72	3,93
7	9,76	6,97	5,36	4,47
8	10,93	7,81	6,01	5,01
9	12,11	8,65	6,65	5,54
10	13,28	9,48	7,30	6,08
11	14,45	10,32	7,94	6,62
12	15,62	11,16	8,58	7,15
13	16,80	12,00	9,23	7,69
14	17,97	12,83	9,87	8,23
15	19,14	13,67	10,52	8,76
16	20,31	14,51	11,16	9,30
17	21,48	15,35	11,80	9,84
18	22,66	16,18	12,45	10,37
19	23,83	17,02	13,09	10,91
20	25,00	17,86	13,74	11,45

Como o CV máximo observado é de cerca de 20%, foram considerados 20 faixas de penalização. Para geração dos valores de incremento de consumo, primeiramente foi estipulado um valor máximo de 25%. Este valor foi alocado na última célula inferior esquerda. O valor mínimo de penalização foi estipulado

dividindo a penalização máxima por 20 (total de níveis de penalização), e foi alocado na segunda célula do canto superior direito. A gradação dos valores entre os diferentes patamares de carga foi criada de forma a minimizar a incidência da penalização de acordo com o aumento dos patamares de carga dos grupos geradores. Para isso o incremento nos valores entre a última coluna à esquerda (75-100%), até a primeira à direita (0-25%), foi com aumento dos valores em 20%, 30% e 40%, respectivamente. Essa gradação fica clara na inclinação das curvas de penalização, ou seja, quanto maior a inclinação da curva, maior é a intensidade da penalização de consumo de combustível. Posteriormente, para determinação dos valores entre o nível mínimo de CV (segunda linha, CV=1%), e o nível máximo (última linha, CV=20%), os dados foram interpolados de forma linear.

Através dos dados presentes no Quadro 14, foi possível a determinação das curvas de penalização conforme presente na figura 39 a seguir.

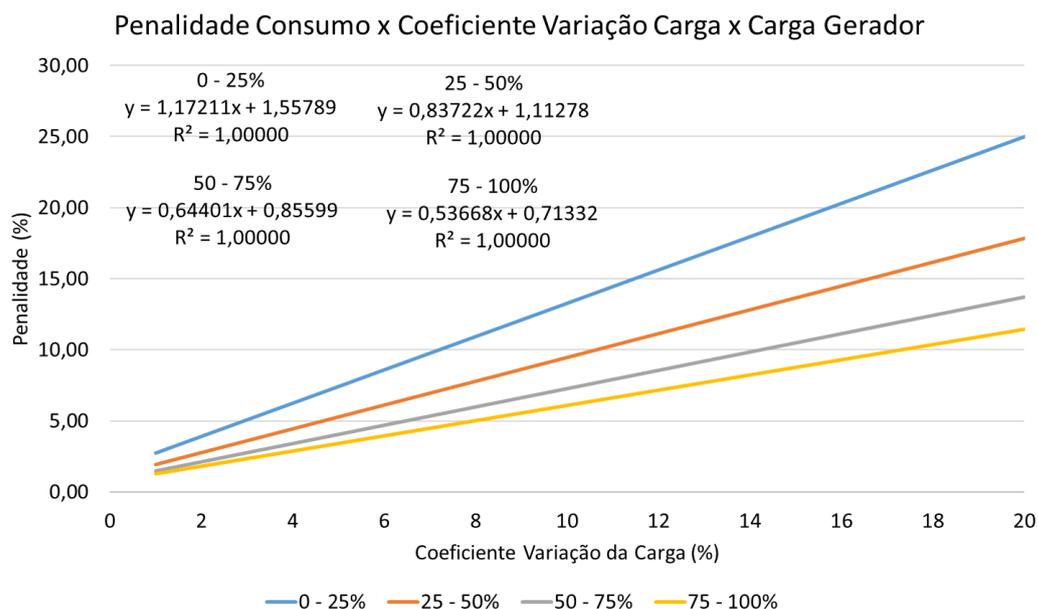


Figura 39: Curvas de penalização de consumo de combustível.

Ressalta-se que as equações presentes nos gráficos a seguir são somente para ilustração, visto que as utilizadas no modelo possuem mais casas decimais. Como citado anteriormente, a penalização de consumo estipulada, considera inclusive, o peso dos patamares de carga nos grupos geradores. Justamente pois quanto maior o patamar de carga, mais próximo da operação nominal estará o grupo gerador, resultando em menores valores e variações de consumo. Dessa forma, menor será

a inclinação dessas curvas, resultando em menores intensidades de penalização, considerando a amplitude dos coeficientes de variação da carga.

4.5 Eficiência de Carga e Descarga dos Bancos de Baterias

Os processos de carga e descarga dos bancos de baterias apresentam diferentes valores de eficiência os quais estão correlacionados com o estado de carga (EDC) e a taxa C. No trabalho de Safoutin et al. (2015), foi desenvolvido um experimento para medição das eficiências de carga e descarga (*round-trip efficiency*) de baterias de fosfato de lítio ferro (LiFePO₄). Com os dados deste trabalho, foi possível montar as tabelas e obter as equações de eficiência de acordo com os parâmetros citados. Como os dados reportados pelo autor supracitado não fazem referência a todo o espectro de EDC, e para determinação de uma curva completa, valores intermediários foram estimados através de interpolação linear. O Quadro 15 a seguir mostra os valores para as eficiências médias nos processos de carga e descarga das baterias.

Quadro 15: Eficiências de carga e descarga das baterias (adaptado de: SAFOUTIN et al., 2015).

Eficiência Média - Processo de Carga						Eficiência Média - Processo de Descarga					
EDC (%)	Taxas C					EDC (%)	Taxas C				
	0,2 C	0,5 C	1 C	1,5 C	2,0 C		0,2 C	0,5 C	1 C	1,5 C	2,0 C
10	0,9930	0,9850	0,9750	0,9670	0,9590	10	0,9930	0,9840	0,9720	0,9610	0,9510
15	0,9930	0,9853	0,9753	0,9670	0,9593	15	0,9930	0,9843	0,9723	0,9615	0,9518
20	0,9930	0,9855	0,9755	0,9670	0,9595	20	0,9930	0,9845	0,9725	0,9620	0,9525
25	0,9930	0,9858	0,9758	0,9670	0,9598	25	0,9930	0,9848	0,9728	0,9625	0,9533
30	0,9930	0,9860	0,9760	0,9670	0,9600	30	0,9930	0,9850	0,9730	0,9630	0,9540
35	0,9930	0,9860	0,9761	0,9673	0,9601	35	0,9933	0,9853	0,9735	0,9635	0,9545
40	0,9930	0,9860	0,9762	0,9675	0,9602	40	0,9935	0,9855	0,9740	0,9640	0,9550
45	0,9930	0,9860	0,9763	0,9678	0,9603	45	0,9938	0,9858	0,9745	0,9645	0,9555
50	0,9930	0,9860	0,9763	0,9680	0,9603	50	0,9940	0,9860	0,9750	0,9650	0,9560
55	0,9930	0,9860	0,9764	0,9680	0,9604	55	0,9940	0,9860	0,9750	0,9653	0,9563
60	0,9930	0,9860	0,9765	0,9680	0,9605	60	0,9940	0,9860	0,9750	0,9655	0,9565
65	0,9930	0,9860	0,9766	0,9680	0,9606	65	0,9940	0,9860	0,9750	0,9658	0,9568
70	0,9930	0,9860	0,9767	0,9680	0,9607	70	0,9940	0,9860	0,9750	0,9660	0,9570
75	0,9930	0,9860	0,9768	0,9680	0,9608	75	0,9940	0,9863	0,9755	0,9665	0,9575
80	0,9930	0,9860	0,9768	0,9680	0,9608	80	0,9940	0,9865	0,9760	0,9670	0,9580
85	0,9930	0,9860	0,9769	0,9680	0,9609	85	0,9940	0,9868	0,9765	0,9675	0,9585
90	0,9930	0,9860	0,9770	0,9680	0,9610	90	0,9940	0,9870	0,9770	0,9680	0,9590
95	0,9930	0,9860	0,9770	0,9680	0,9610	95	0,9940	0,9870	0,9770	0,9680	0,9590
100	0,9930	0,9860	0,9770	0,9680	0,9610	100	0,9940	0,9870	0,9770	0,9680	0,9590

A seguir, nas figuras 40 e 41, estão as curvas consideradas para modelagem da variação das eficiências de carga e descarga das baterias. As equações presentes nos gráficos são ilustrativas, as utilizadas no modelo possuem mais casas decimais.

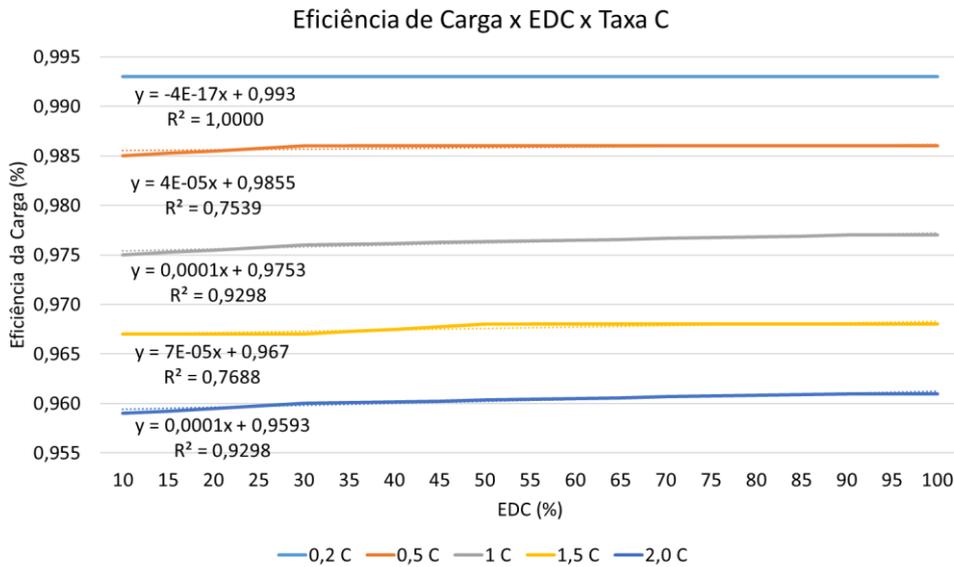


Figura 40: Curvas de eficiência de carga das baterias (adaptado de SAFOUTIN et al., 2015).

Como pode ser observado, tanto para as curvas de carga e de descarga, os valores apresentam pouca ou nenhuma variação para os dados com baixa taxa C, principalmente abaixo de 0,5C. Acima dessa taxa, as variações observadas ocorrem somente a partir da terceira casa decimal para taxas até 1,5C, e a partir da segunda casa decimal para a taxa de 2,0C.

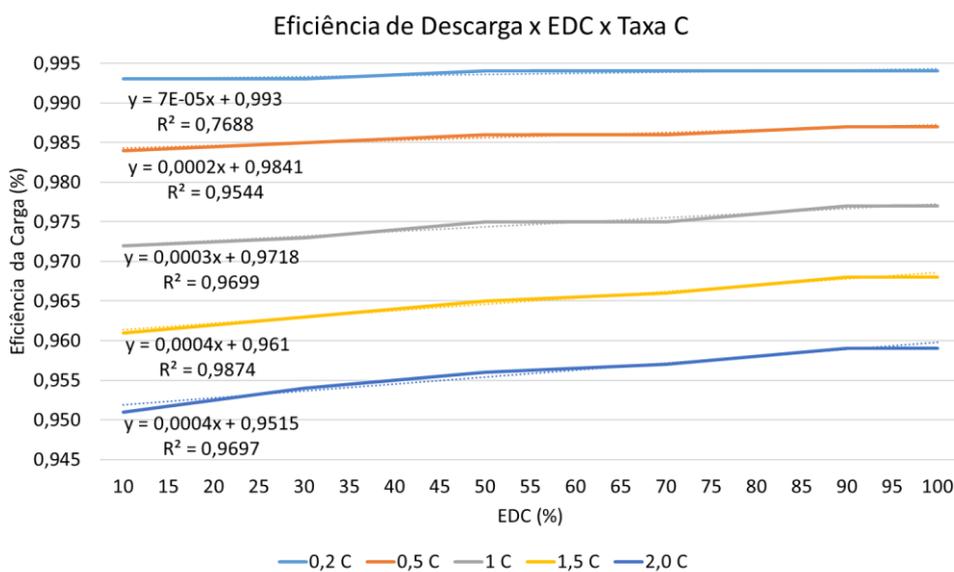


Figura 41: Curvas de eficiência de descarga das baterias (adaptado de SAFOUTIN et al., 2015).

4.6 Diagramas de Blocos

Neste item, serão abordados os diagramas lógicos de representação do modelo desenvolvido no presente trabalho. Os diagramas são aqui apresentados da mesma forma que se encontram no modelo original, ou seja, o intuito é reproduzir fielmente o detalhamento da arquitetura do modelo. Estes diagramas serão apresentados desde os aspectos macro, com a tela dos cenários, até os aspectos micro, com o detalhamento dos subsistemas de primeiro e segundo nível. Alguns detalhes internos de subsistemas de segundo nível, como funções específicas inseridas no modelo, foram detalhados em itens anteriores, como as curvas de consumo específico de combustível e as curvas de emissões de poluentes.

Para melhor compreensão do modelo como um todo, abaixo dos blocos são indicadas informações como o nome criado para o bloco, ou o nome/função do bloco original no Simulink. A convenção aqui utilizada é que a entrada da informação será do lado esquerdo de cada bloco ou subsistema, e a saída do lado direito. Além disso, as linhas internas, quando pontilhadas indicam caminho das variáveis, e quando cheias indicam caminhos dos processos de decisão (*if-else*).

O primeiro diagrama, está ilustrado na figura 42 a seguir, e faz referência ao modelo completo de um cenário de simulação.

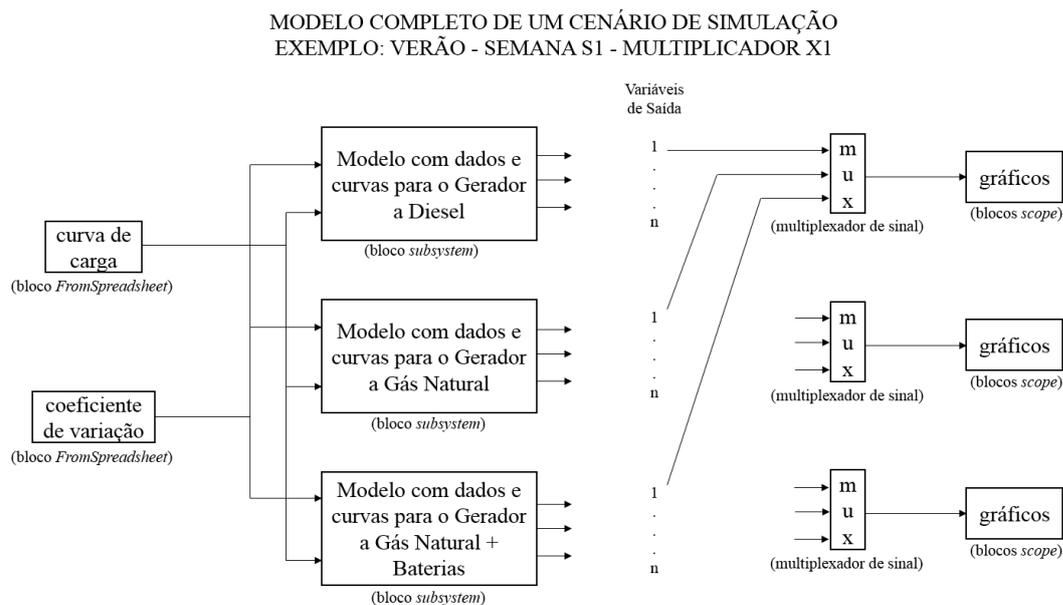


Figura 42: Diagrama de blocos de um cenário de simulação.

Nesse caso, representa-se por exemplo para o verão, na semana S1, com multiplicador de carga X1. Todo cenário é composto pelas respectivas tabelas de curva de carga e coeficiente de variação, que são armazenadas externamente ao software, por isso a importação dos dados com o bloco *FromSpreadsheet*. Os três subsistemas centrais da imagem, possuem a função de armazenar os dados e curvas específicas dos geradores, nos dois primeiros blocos e do gerador e bateria, no último bloco. Estão dispostos de forma a produzir os resultados em conjunto, de forma que seja possível agrega-los, com o emprego do bloco *mux* (ou multiplexador) em uma tela única de resultados no bloco *scope*.

O segundo diagrama, presente na figura 43 a seguir, faz referência ao detalhamento de um subsistema de primeiro nível.



Figura 43: Diagrama de blocos de um subsistema de primeiro nível.

Optou-se por ilustrar o subsistema mais complexo, com armazenamento de energia, pois este contempla todos os blocos que porventura são usados para composição dos demais. Nos casos sem armazenamento de energia, os aspectos que são alterados são os dados e curvas dos respectivos grupos geradores.

Os subsistemas de primeiro nível são compostos pelos dados de entrada com os blocos *constant*, além da inserção da curva de carga e do CV como entradas do tipo *inport*, ambos no canto esquerdo da imagem. Os subsistemas de segundo nível são todos os sete blocos no centro da imagem: Grupo Gerador, Definição de Estados, Banco de Baterias, Penalização de Consumo, Emissão de Poluentes e taxa

C. Estes são utilizados para produzir resultados intermediários utilizados como valores de entrada para outros subsistemas, além de alguns resultados do modelo. Por fim, no canto direito da imagem, estão presentes as saídas do subsistema com os blocos do tipo *outport*, contendo o consumo e consumo específico de combustível, as emissões de poluentes para os componentes analisados e a eficiência dos geradores.

O terceiro diagrama, presente na figura 44 a seguir, faz referência ao subsistema que modela o comportamento do grupo gerador e emissão de poluentes.

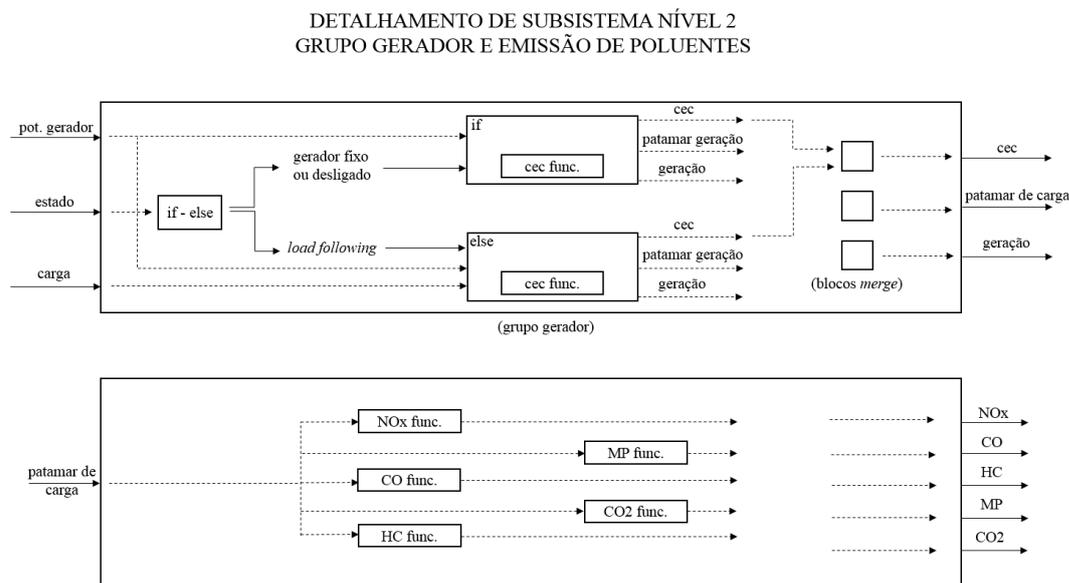


Figura 44: Diagrama de blocos do grupo gerador e emissão de poluentes.

O bloco contendo a modelagem do grupo gerador recebe a especificação de potência do gerador, estado do sistema, e carga em um instante de tempo. O bloco de decisão (*if-else*) se relaciona com o algoritmo especificado anteriormente no item 4.2, e conforme estado do sistema, determina se o gerador opera fixo, de acordo com a carga, ou se será desligado. Conforme decisão, no próximo bloco (bloco *if* ou bloco *else*) são empregadas operações algébricas simples para determinação dos patamares de carga (% de uso do gerador ou *engine load*) e geração (potência gerada) pelos grupos geradores.

Além de calcular o consumo específico de combustível através da respectiva curva de um determinado gerador (*cec func.*). Como, a depender do instante de tempo simulado, os resultados podem vir destes dois blocos de decisão, estes precisam ser mesclados (blocos *merge*), para posteriormente serem dispostos como

variáveis de saída do modelo. Por sua vez, o bloco contendo a modelagem das emissões de poluentes, é responsável por armazenar as respectivas curvas, para cada componente emitido, de um determinado gerador. Nesse bloco é inserido o patamar de carga no gerador, que quando submetido às respectivas funções (NOx func., CO func., etc), retorna a emissão do respectivo componente como variável de saída do modelo.

O quarto diagrama, presente na figura 45 a seguir, faz referência ao subsistema que modela o comportamento dos bancos de baterias.

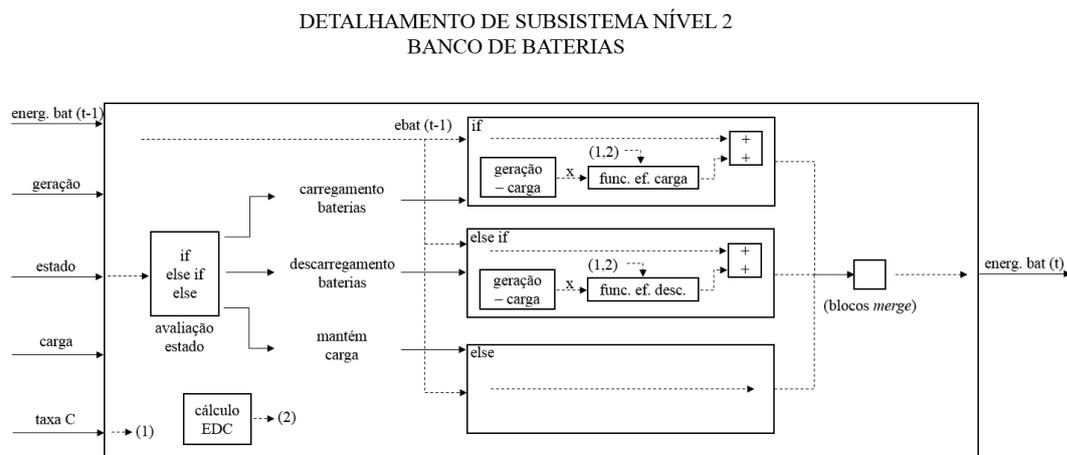


Figura 45: Diagrama de blocos do banco de baterias.

Os aspectos relacionados ao tempo nessa imagem são somente para ilustrar que o dado na saída deste modelo, situa-se um instante de tempo posterior ao dado na entrada. O bloco contendo a modelagem do banco de baterias, recebe a especificação da energia armazenada na bateria (em $t-1$), da geração (potência gerada) pelos grupos geradores, do estado do sistema, da carga imposta ao sistema (carga), e da taxa C . O bloco de decisão (*if-else*) se relaciona com o algoritmo especificado anteriormente no item 4.2, e conforme estado do sistema, determina se a bateria será carregada, descarregada, ou nenhuma das opções anteriores, mantendo a carga no estado atual.

Conforme decisão, no próximo bloco (bloco *if*, bloco *else if* ou *else*) são empregadas operações algébricas simples para determinação do excedente ou complementação da geração. O valor do excedente é usado nos momentos de carregamento, e a complementação nos momentos de descarregamento das baterias. Conforme for, esse valor é então multiplicado pelas eficiências de carga ou descarga dos bancos de baterias. Estas são determinadas com o auxílio das respectivas

funções (func. ef. carga/descarga) especificadas anteriormente no item 4.5, além da taxa C, e do valor calculado do estado de carga (EDC). Para cálculo da eficiência (carga ou descarga), novamente através de um processo de decisão, é avaliado em qual faixa a taxa C se encontra. Com isso, é possível determinar qual curva de eficiência considerar, e então, com o valor do EDC, variável (2), é possível o cálculo do valor final da respectiva de eficiência. Novamente, a depender do instante de tempo simulado, os resultados podem vir de diferentes blocos de decisão, e por isso, precisam ser mesclados (blocos *merge*), para posteriormente serem dispostos como variáveis de saída do modelo.

O quinto diagrama, presente na figura 46 a seguir, faz referência ao subsistema que modela a penalização do consumo de combustível.

DETALHAMENTO DE SUBSISTEMA NÍVEL 2
PENALIZAÇÃO CONSUMO COMBUSTÍVEL

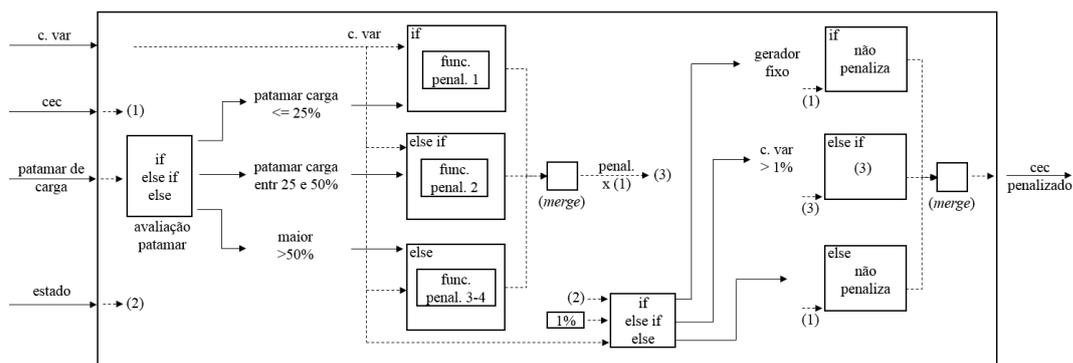


Figura 46: Diagrama de blocos da penalização do consumo de combustível.

O bloco contendo a modelagem da penalização do consumo, recebe a especificação do coeficiente de variação da carga (*c. var*), o consumo específico de combustível (*cec*), o patamar de carga no gerador, e o estado do sistema. O primeiro bloco de decisão (*if-else*), à esquerda da imagem, se relaciona com as curvas de penalização especificadas anteriormente no item 3.1, e conforme o patamar de carga no gerador, determina qual a faixa de penalização aplicável.

Posteriormente, conforme decisão, no próximo bloco (bloco *if*, bloco *else if* ou *else*), com a consideração do CV e funções de penalização, é calculado um percentual de incremento no consumo específico de combustível, variável (1), e aplicada a penalização gerando a variável (3). No segundo bloco de decisão, é avaliado o estado do sistema, variável (2), para impedir que a penalização ocorra

nos regimes nos quais o gerador opera fixo (segundo bloco decisão, à direita da imagem). Nesse caso, a variável (1) (cec original) caminha para a saída do bloco. Na segunda opção deste mesmo bloco, é avaliado se o CV é superior a 1%, se sim, a variável (3) (cec penalizado) caminha para a saída do bloco. Caso contrário, na terceira opção, novamente a variável (1) (cec original) caminha para a saída do bloco, ou seja, não houve penalização.

O sexto diagrama, presente na figura 47 a seguir, faz referência ao subsistema que modela a definição dos estados do sistema.

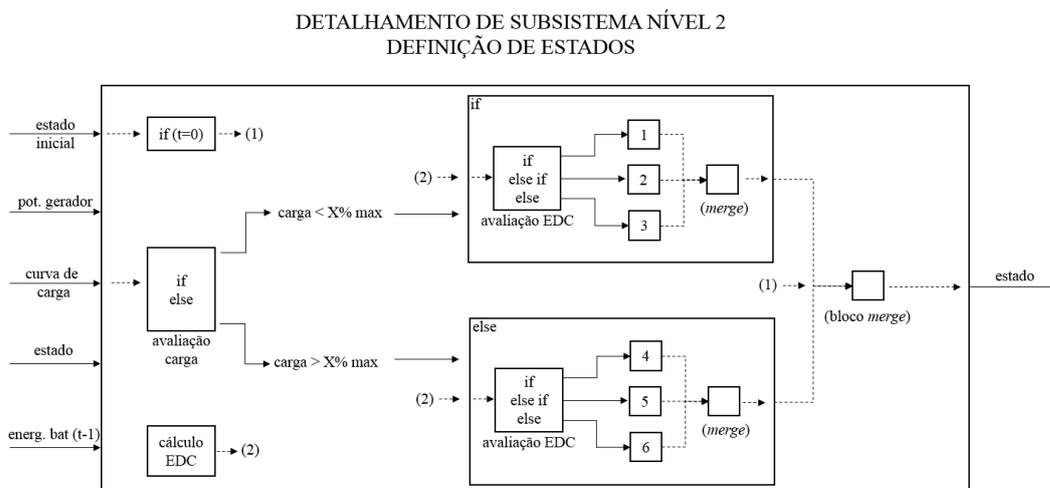


Figura 47: Diagrama de blocos da definição de estados do sistema.

Este é o bloco que armazena os algoritmos de controle implementados neste trabalho. Logo, quando comparados os blocos para o verão e inverno, apresentam a mesma estrutura, porém, detalhamento diferenciados as quais seguem as definições mostradas anteriormente no item 4.2. Esse bloco recebe a especificação do estado inicial do sistema, previamente inserido pelo usuário do modelo, da potência do gerador (pot. gerador), da carga imposta ao sistema (carga), da capacidade de armazenamento pela bateria (cap. bateria), e da energia armazenada na bateria na iteração anterior (energ. bat (t-1)). Com o emprego de um bloco que armazena os instantes de tempo das simulações (bloco *clock*), o primeiro passo desse subsistema é avaliar se o passo atual é para $t=0$, se sim, produz como saída o estado inicial do sistema.

Nas iterações subsequentes, o primeiro bloco de decisão (*if-else*), à esquerda da imagem, compara a carga imposta ao sistema com um percentual da potência máxima do gerador. Se a carga for menor que determinado valor, sendo 90% para

o verão e 34% para o inverno, o modelo habilita os estados 1, 2 e 3 dos sistemas. Caso contrário, o modelo habilita os estados 4, 5 e 6. Ao mesmo tempo, com a consideração da capacidade da bateria, e energia armazenada no instante imediatamente anterior, é possível o cálculo do estado de carga da bateria (EDC) gerando a variável (2). Que por sua vez, é empregada como entrada nos próximos blocos de decisão. Assim, o estado de carga das baterias é então avaliado de acordo com o algoritmo de controle dos sistemas, para finalmente produzir a variável de saída deste bloco (estado do sistema).

O sétimo diagrama, presente na figura 48 a seguir, faz referência aos subsistemas que modelam o cálculo da taxa C e da eficiência dos grupos geradores.

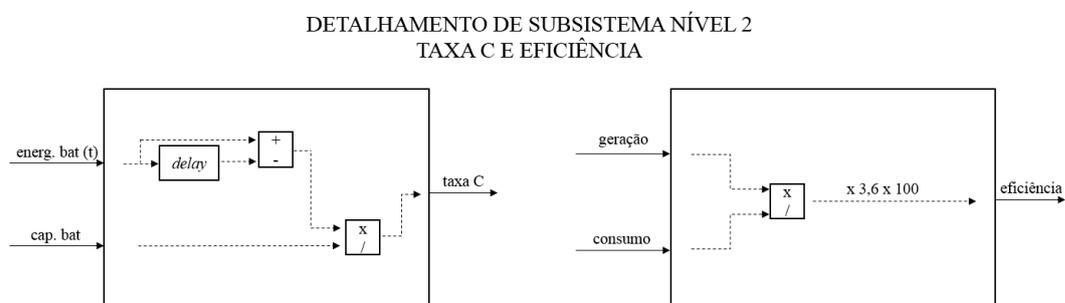


Figura 48: Diagrama de blocos do cálculo da taxa C e eficiência dos grupos geradores.

A taxa C é calculada de acordo com a equação 7, e considera a razão entre a variação da energia entre dois instantes de tempo subsequentes e a capacidade de armazenamento de energia pelo banco de baterias. Ou seja, representa quanto está sendo injetado ou extraído das baterias em um instante de tempo, respectivamente para os períodos de carga e descarga. Por sua vez, a eficiência dos grupos geradores é calculada de acordo com a equação 3, e considera a potência gerada (geração) e o consumo de combustível em um determinado instante de tempo.

Com a descrição dos diagramas de blocos que compõem o modelo, efetiva-se a descrição da modelagem do sistema proposto. A seguir são apresentados os resultados do presente trabalho.

5 Resultados e Discussão

Neste capítulo, serão apresentados os principais resultados das simulações executadas. Apresenta-se, também, uma análise comparativa dos cenários simulados em comparação com o cenário base, além da análise da influência dos fatores utilizados para criação dos cenários, sendo estes: tipos de geração; variabilidade da carga; e multiplicadores da carga.

Os resultados são apresentados separadamente em dois grandes grupos. Na seção 5.1 a seguir, mostram-se os resultados das simulações do modelo. O principal intuito será o de apresentar o comportamento das diversas variáveis de saída do modelo frente às solicitações de carga para os cenários criados. Estes resultados, quando comparados, considerando-se os diferentes multiplicadores de carga que foram utilizados, não apresentam mudanças consideráveis no comportamento dos gráficos das variáveis de saída do modelo. Isso ocorre, principalmente por dois motivos: a multiplicação da curva de carga e do dimensionamento dos bancos de baterias foram exatamente na mesma proporção conforme os respectivos multiplicadores; a escolha dos diversos grupos geradores, mesmo não seguindo uma proporção exata, não apresenta grande influência nos resultados gráficos das variáveis de saída do modelo. Neste caso, serão apresentados somente os resultados para os casos sem multiplicação da carga, ou seja, para o multiplicador denominado X1. Os resultados para os multiplicadores de carga denominados X5 e X10 estão presentes nos Anexos B e C respectivamente.

Por sua vez, a variabilidade das curvas de carga impostas ao sistema, quando se consideram os períodos semanais com diferentes coeficientes de variação de carga, são importantes de serem analisadas. Logo, os resultados reportados fazem referência às três semanas consideradas, sendo estas: S1 a semana com maior coeficiente de variação da carga, S2 a semana com coeficiente de variação da carga mediano e S3 a semana com menor coeficiente de variação da carga.

Para consideração e análise da influência da sazonalidade da carga, são apresentadas as três semanas simuladas para o período (verão e inverno). Para cada semana simulada, são apresentadas quatro telas de resultados. A primeira tela apresenta os valores da carga e da geração de energia, a variação da energia no

banco de baterias, o estado de carga e a taxa C do banco de baterias. A segunda tela apresenta os valores da carga e a comparação entre os patamares de geração nos grupos geradores (ou carga no grupo gerador) para os diferentes tipos de geração. A terceira tela apresenta novamente os patamares de geração nos grupos geradores, para que seja possível avaliar a relação com a variação do consumo de combustível e a eficiência nos geradores. Por fim, a quarta e última tela apresenta a variação da emissão específica dos poluentes considerados, sendo estes: óxido de nitrogênio (NOx), monóxido de carbono (CO), hidrocarbonetos não queimados (HC), material particulado (MP) e dióxido de carbono (CO₂). Estes resultados são fundamentais para melhor compreensão da modelagem do sistema, algoritmo de controle, e resposta frente à diferentes imposições de carga. Além disso, fornecem os valores médios das variáveis de saída do modelo para composição da segunda parte dos resultados que é brevemente descrita a seguir.

A segunda parte dos resultados, presente na seção 5.2, mostra os resultados comparativos entre as diversas variáveis de saída do modelo. Este item também será apresentado em duas partes, com dois objetivos distintos, porém relacionados pela forma de apresentação. Em ambos os casos, as análises são feitas a partir da extração, para cada cenário simulado, do valor médio de cada variável de saída do modelo para os respectivos períodos de simulação. O primeiro objetivo, é de analisar comparativamente os cenários simulados em relação aos cenários definidos como linha de base (geradores a Diesel). O segundo objetivo analisa a influência dos fatores utilizados para criação dos cenários, sendo estes: tipos de geração, variabilidade da carga (diferentes semanas) e multiplicadores da carga.

De forma que seja possível a comparação entre os resultados, estes também são apresentados em conjunto, para todos os cenários simulados, em um único quadro de resumo. Nesse quadro, também são calculados os percentuais de variação de cada variável de saída do modelo em relação aos cenários definidos como linha de base. Posteriormente, no decorrer da análise, são utilizados gráficos que possibilitem as comparações pretendidas.

5.1 Comportamento dos Sistemas

O conteúdo deste item cumpre dois objetivos principais. Em ambos os casos, as análises serão feitas com base na apresentação de resultados contendo os gráficos com o comportamento das variáveis de saída do modelo. O primeiro objetivo, é o de ilustrar, quantificar e comparar o comportamento dos sistemas modelados frente à diferentes solicitações de carga. Essa distinção é representada pelas diferentes semanas simuladas. O segundo objetivo é o de comparar as estratégias de controle implementadas pelo algoritmo frente à sazonalidade presente nas curvas de carga para o período do verão e do inverno. Ressalta-se que neste item estão presentes somente os resultados dos cenários para os casos sem multiplicador da curva de carga, para as diferentes semanas (S1, S2 e S3) tanto para o período determinado como verão como para o inverno.

5.1.1 Comportamento Durante o Verão

As curvas de carga para o período determinado como verão, necessariamente apresentam os maiores patamares de carga para toda a série histórica. O dimensionamento dos sistemas de geração e armazenamento de energia foram efetuados para atender a demanda no pior cenário criado (semana VS1), o qual se encontra no verão. Justamente por isso, é que nesse período, observam-se os sistemas de geração operando o mais próximo possível de sua carga nominal. Ou seja, em comparação com o período determinado como inverno, no verão, os grupos geradores apresentam patamares de carga mais elevados, consumo específico de combustível reduzido, e conseqüentemente valores de eficiência mais elevados.

Por sua vez, como possuem relação com a demanda, os valores para o consumo de combustível são mais elevados durante o verão. Para os casos com armazenamento de energia, durante o verão, é previsto pela estratégia de controle, que o sistema atue somente frente aos picos superiores da carga. Com isso, também

é observado durante o verão, que os bancos de baterias são menos utilizados, e em intervalos de tempo menores, quando comparados com o inverno.

Com relação ao comportamento das emissões de poluentes, em comparação com o período do inverno, é observado que os resultados durante o verão oscilam entre valores inferiores para os todos os componentes simulados. Isso ocorre devido aos patamares de carga mais elevados nos grupos geradores durante o verão, e sua relação com as curvas de emissão de cada componente.

5.1.1.1 Semana com maior coeficiente de variação da carga (VS1)

A semana denominada VS1, apresenta 27,17% de coeficiente de variação semanal da carga, correspondendo ao maior valor deste índice para o período do verão. A curva de carga, observável no gráfico 1 a seguir, apresenta valor médio de 288,2 kW, e valor máximo de 518,8 kW, o qual ocorre no início do sexto dia simulado. Como explicitado no item 4.4, este é o cenário de maior solicitação do sistema de geração e armazenamento de energia, portanto, é o que serve de base para o dimensionamento dos grupos geradores e dos bancos de baterias.

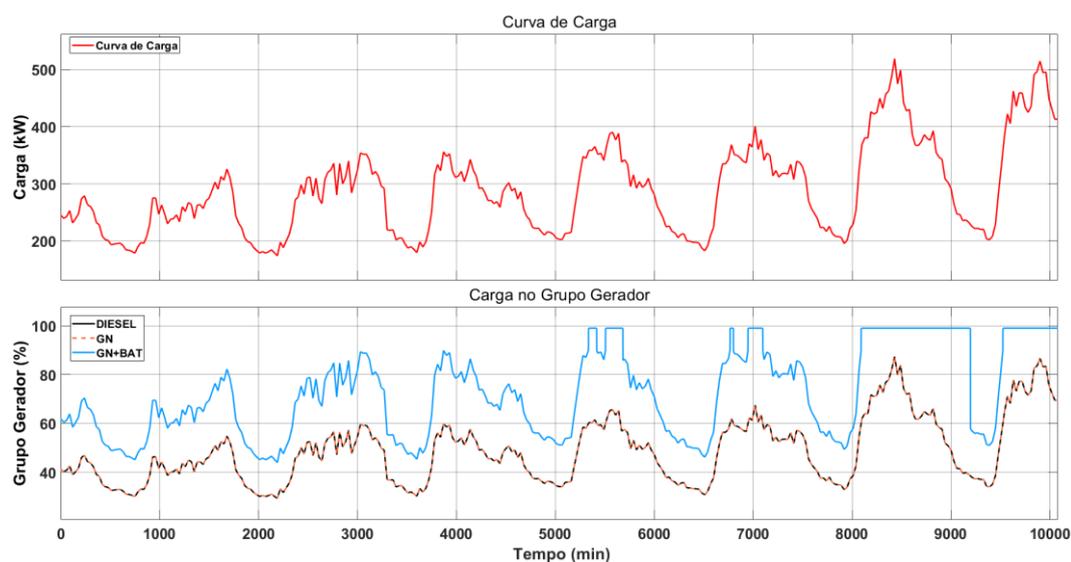


Gráfico 1: Curva de carga e patamar de geração na semana VS1 com multiplicador de carga X1 no verão.

Em conjunto com a curva de carga, são apresentados os valores para os patamares de carga observados nos grupos geradores para os três tipos de geração modelados. Os valores para os cenários compostos somente por grupos geradores sem banco de baterias (Diesel e GN) variam de forma proporcional seguindo a curva de carga. Para o caso composto por geradores a Gás Natural em conjunto com banco de baterias (GN+BAT), os valores também oscilam conforme a carga, exceto nos momentos nos quais a demanda ultrapassa 90% da potência máxima do grupo gerador, momento no qual o gerador passa a operar em carga máxima. O destaque dessas curvas está na comparação entre os patamares de carga para o caso no qual é utilizado o banco de baterias (GN+BAT) com os demais, visto que como os geradores são de potência reduzida, os patamares de carga são necessariamente elevados para valores mais próximos do nominal.

No gráfico 2 a seguir, podem ser observados os detalhes do resultado para o caso no qual a geração é composta por geradores a Gás Natural em associação com os bancos de baterias (GN+BAT). São apresentadas as curvas com o comportamento da geração e armazenamento de energia durante o período simulado para a semana VS1.

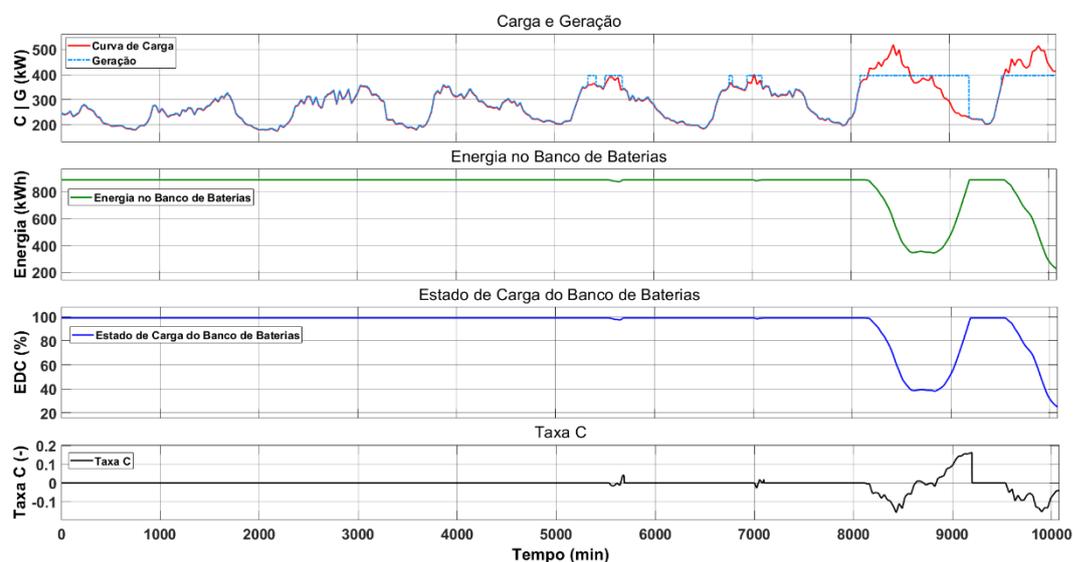


Gráfico 2: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana VS1 com multiplicador de carga X1 no verão.

Conforme implementação do algoritmo de controle, à partir do momento no qual a demanda ultrapassa 90% da potência máxima do grupo gerador, o banco de baterias é acionado e inicia-se o processo de descarga. Nesse cenário, o banco de

baterias está em uso (considerando períodos de carga e descarga) por cerca de 30 horas e 12 minutos, o que corresponde a 17,98% do período simulado. Ocorre que somente nos dois últimos dias simulados a curva de carga entra no regime no qual se faz necessário a utilização do banco de baterias conforme o algoritmo. Como pode ser observado, o dimensionamento do banco de baterias se mostrou suficiente para o cenário simulado, e os valores obtidos para a taxa C não ultrapassam os valores nominais (até $1C$), considerados como conservadores.

No gráfico 3 a seguir, são apresentadas as curvas com as variações para os valores do consumo específico de combustível, do consumo de combustível e para eficiência nos grupos geradores.

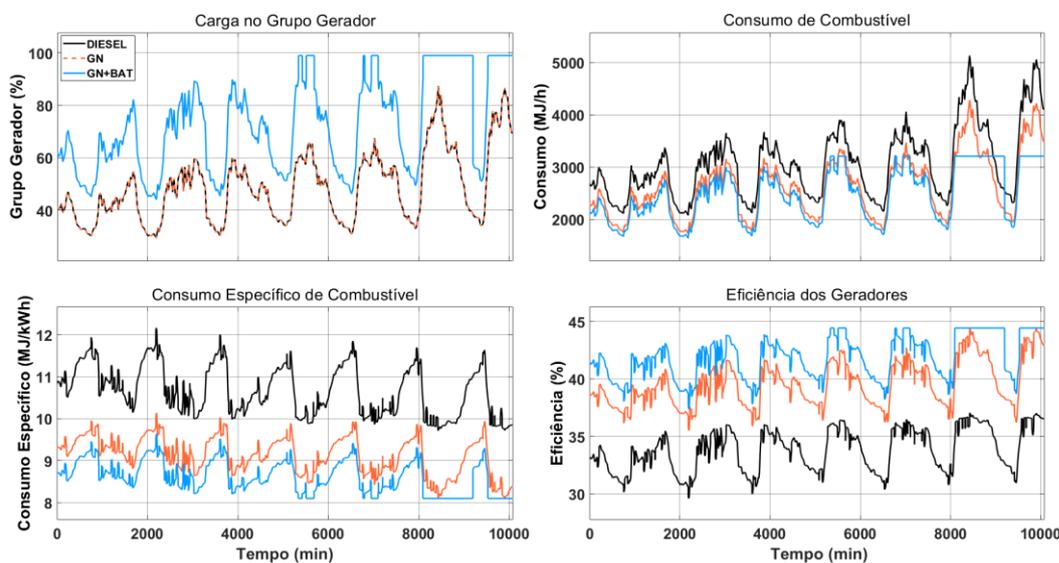


Gráfico 3: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana VS1 com multiplicador de carga X1 no verão.

Como a curva de carga apresenta um perfil levemente ascendente durante o período simulado, as curvas com os patamares de carga nos geradores apresentam o mesmo comportamento. Desse modo, é compreensível que as curvas de consumo específico de combustível apresentem o movimento inverso, no caso levemente descendente, explicitando os menores níveis desta variável no final do período simulado. Por sua vez, para o caso com armazenamento de energia, os valores de consumo específico de combustível oscilam em parte do período conforme a carga, ou fixo em seu menor nível possível para o cenário, quando o gerador opera a 100% de carga. Isso faz com que as curvas de eficiência apresentem o movimento inverso, apresentando os maiores patamares no final deste período. Igualmente para as

curvas de consumo de combustível, visto que no final do período é onde se apresentam as maiores solicitações aos geradores. Na comparação entre o comportamento obtido para o caso que emprega o banco de baterias (GN+BAT) em relação aos demais casos, percebem-se menores valores de consumo e consumo específico de combustível e maiores valores de eficiência durante o período simulado.

No gráfico 4 a seguir, são apresentadas as curvas com o comportamento das emissões de poluentes. Para os componentes analisados os grupos geradores a Diesel apresentam valores de emissões superiores aos demais casos, exceto para as emissões de monóxido de carbono (CO) e de hidrocarbonetos não queimados (HC) isso não ocorre.

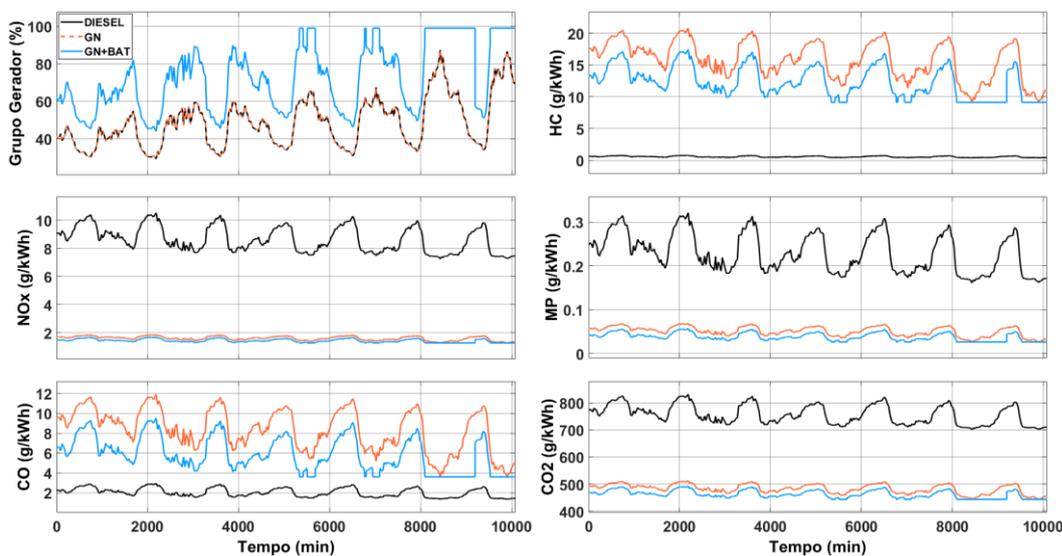


Gráfico 4: Emissões de poluentes na semana VS1 com multiplicador de carga X1 no verão.

Esses valores possuem origem nas curvas de emissões de poluentes. Quando comparado com o Diesel, o Gás Natural possui maior complexidade de componentes em sua composição, o que gera maior quantidade destes componentes. Nas demais curvas, para emissões de óxido de nitrogênio (NOx), material particulado (MP) e dióxido de carbono (CO₂), é possível constatar a redução das emissões em todo o período simulado. Aqui também deve ser notada a redução das emissões com o aumento da carga que ocorre no final do período. Exceto para as emissões de CO e HC, novamente os destaques para essas curvas está na comparação entre o comportamento obtido para o caso que emprega o banco

de baterias (GN+BAT) com os demais, visto que é o caso que apresenta os menores níveis de emissões de poluentes durante o período simulado.

5.1.1.2 Semana com coeficiente de variação da carga mediano (VS2)

A semana denominada VS2, apresenta 22,58 % de coeficiente de variação semanal da carga, correspondendo ao valor mediano deste índice para o período do verão. A curva de carga, observável no gráfico 5 a seguir, apresenta valor médio de 300,3 kW, e valor máximo de 471,2 kW, o qual ocorre no início do quinto dia simulado. Quando comparados com a semana VS1, o valor máximo da carga é 9,18% menor e o valor médio é 4,2% maior. Tais discrepâncias estão diretamente relacionadas com o menor coeficiente de variação semanal da carga, ou seja, a diferença entre o valor médio e o pico da carga é menor e a curva de carga apresenta menor oscilação da carga no período.

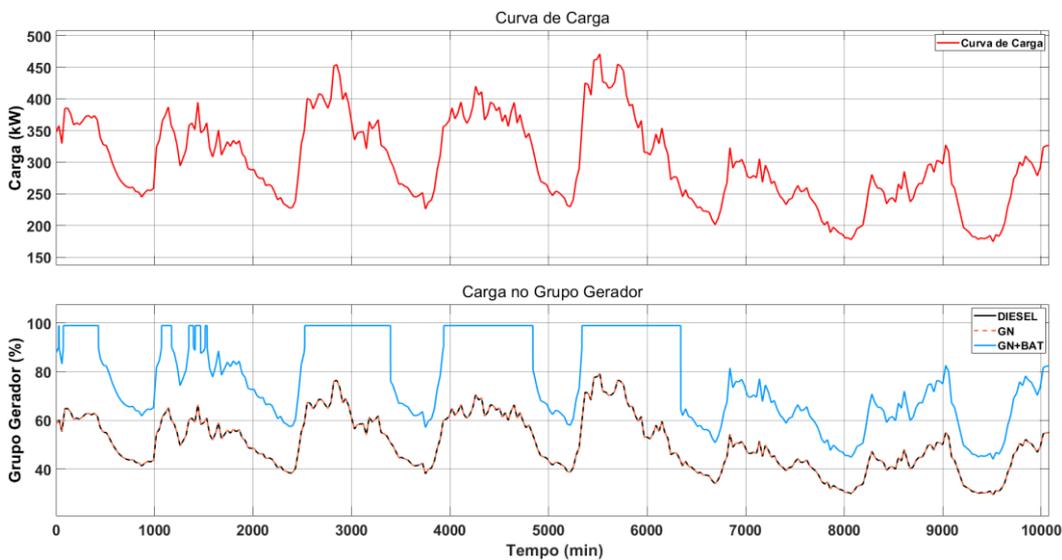


Gráfico 5: Curva de carga e patamar de geração na semana VS2 com multiplicador de carga X1 no verão.

Como pode ser observado, os valores para os patamares de carga nos grupos geradores são minorados quando comparados com a semana VS1. O comportamento destas curvas, nos cenários com e sem armazenamento de energia, seguem a mesma lógica e justificativa para o comportamento apresentado para a

semana anterior (VS1). Especificamente, para o caso com armazenamento de energia (GN+BAT), sabendo que a carga média é levemente superior em comparação com a semana VS1, por mais vezes o gerador atinge o seu máximo e o banco de baterias é utilizado.

No gráfico 6 a seguir, podem ser observados os detalhes do resultado para o caso no qual a geração é composta por geradores a Gás Natural em associação com os bancos de baterias (GN+BAT). São apresentadas as curvas com o comportamento da geração e armazenamento de energia durante o período simulado para a semana VS2.

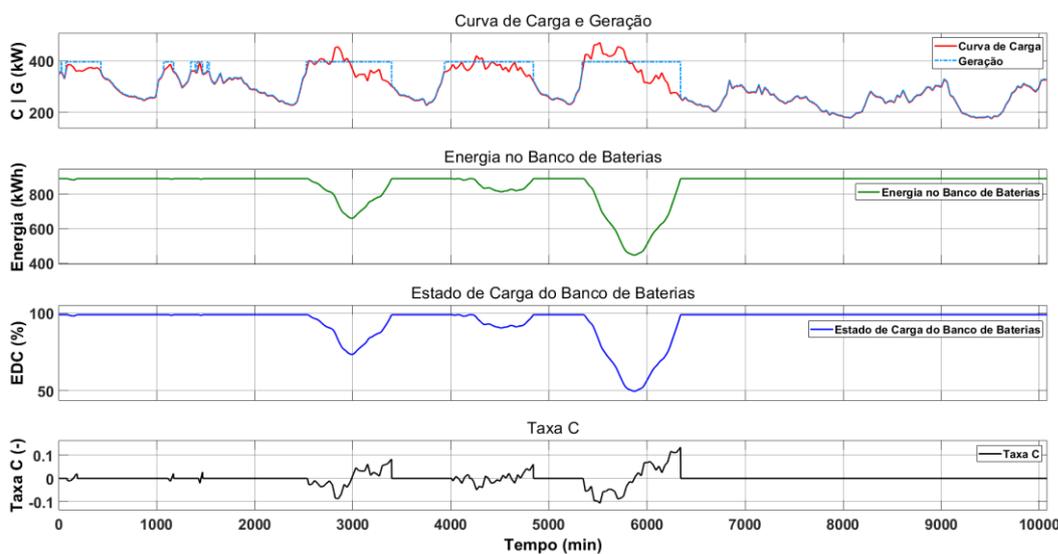


Gráfico 6: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana VS2 com multiplicador de carga X1 no verão.

Nesse cenário, o banco de baterias está em uso por cerca de 47 horas e 55 minutos, o que corresponde a 28,52% do período simulado. Quando comparado com a semana VS1, esse período é cerca de 59% maior. Ocorre que nesse cenário a curva de carga ultrapassa, por mais vezes, o limite máximo de fornecimento pelo grupo gerador, momento no qual se torna necessário a utilização do banco de baterias conforme definido pelo algoritmo. Mesmo sendo solicitado por mais vezes, o banco de baterias é menos descarregado neste cenário, apresentando estado de carga mínimo de 49,59%, visto que o dimensionamento efetuado para a semana VS1 é majorado pela curva de carga. Com solicitações menos intensas, é novamente observado que a taxa C não ultrapassa valores nominais.

As curvas apresentadas no gráfico 7 e no gráfico 8 a seguir, seguem as mesmas especificações para as curvas apresentadas para a semana anterior (VS1). A curva de carga apresenta um perfil com alternâncias entre valores mínimos e máximos praticamente constantes até o quarto dia simulado, após isso, nos três últimos dias apresenta alternância entre valores reduzidos. Dessa forma, as curvas de consumo específico de combustível apresentam os maiores valores nestes três últimos dias. Por sua vez, as curvas de eficiência e consumo de combustível apresentam o movimento inverso, com os menores patamares nos três últimos dias.

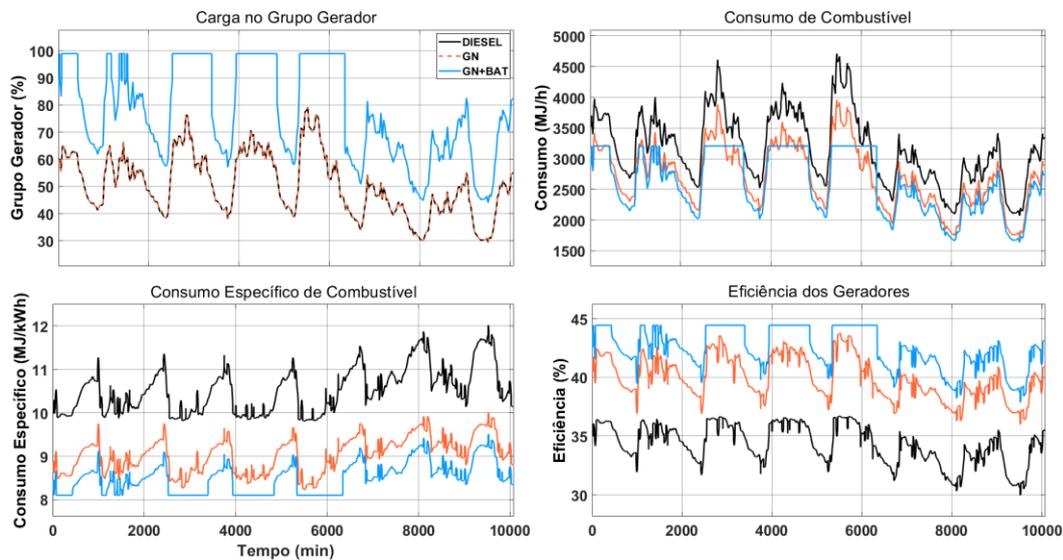


Gráfico 7: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana VS2 com multiplicador de carga X1 no verão.

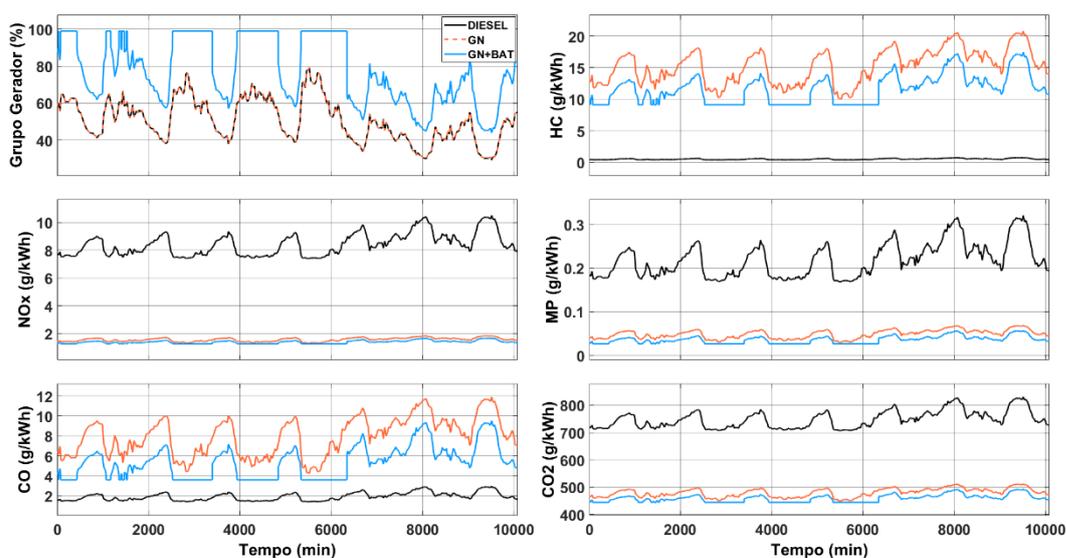


Gráfico 8: Emissões de poluentes na semana VS2 com multiplicador de carga X1 no verão.

5.1.1.3 Semana com menor coeficiente de variação da carga (VS3)

A semana denominada VS3, apresenta 18,29% de coeficiente de variação semanal da carga, correspondendo ao menor valor deste índice para o período do verão. A curva de carga, observável no gráfico 9 a seguir, apresenta valor médio de 321,8 kW, e valor máximo de 454,2 kW, o qual ocorre no início do quinto dia simulado. Quando comparados com a semana VS1, o valor máximo da carga é 12,44% menor e o valor médio é 11,66% maior. Para esse cenário, é possível observar de forma ainda mais intensa, o impacto da seleção das curvas pelo coeficiente de variação de carga. Assim como na semana VS2, um menor valor do coeficiente de variação da carga, reduz a diferença entre o valor médio e o pico da carga, ressaltando a menor oscilação da carga no período.

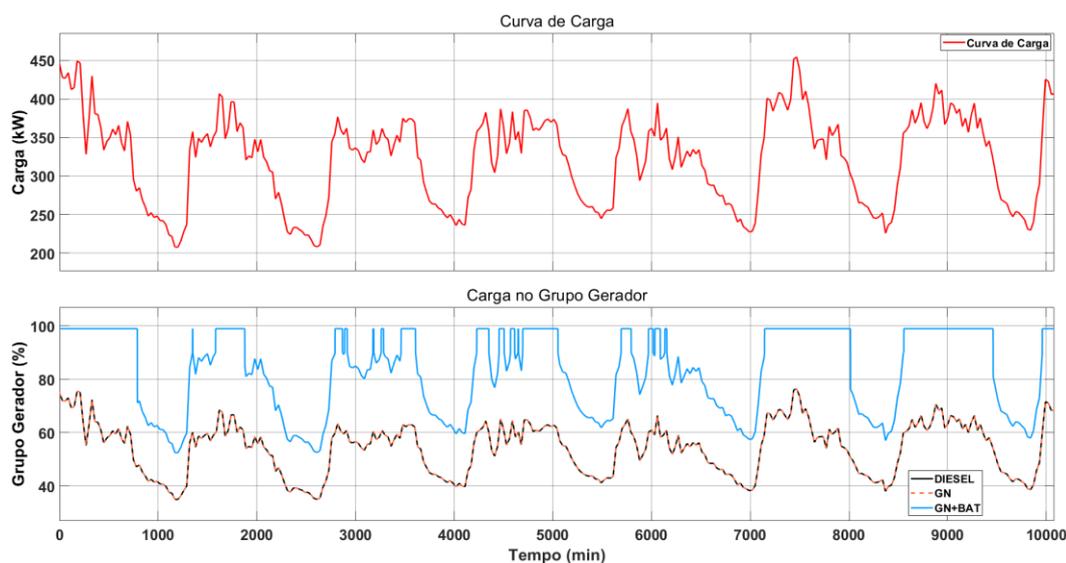


Gráfico 9: Curva de carga e patamar de geração na semana VS3 com multiplicador de carga X1 no verão.

Assim como na semana VS2, os valores para os patamares de carga nos grupos geradores são minorados quando comparados com a semana VS1. O comportamento destas curvas, nos cenários com e sem armazenamento de energia, seguem a mesma lógica e justificativa para o comportamento apresentado para a semana anterior (VS1). Neste cenário, também é possível notar a carga média em valores superiores comparação com a semana VS1, dessa forma, por mais vezes o gerador atinge o seu máximo e o banco de baterias é utilizado.

No gráfico 10 a seguir, podem ser observados os detalhes do resultado para o caso no qual a geração é composta por geradores a Gás Natural em associação com os bancos de baterias (GN+BAT). São apresentadas as curvas com o comportamento da geração e armazenamento de energia durante o período simulado para a semana VS3.

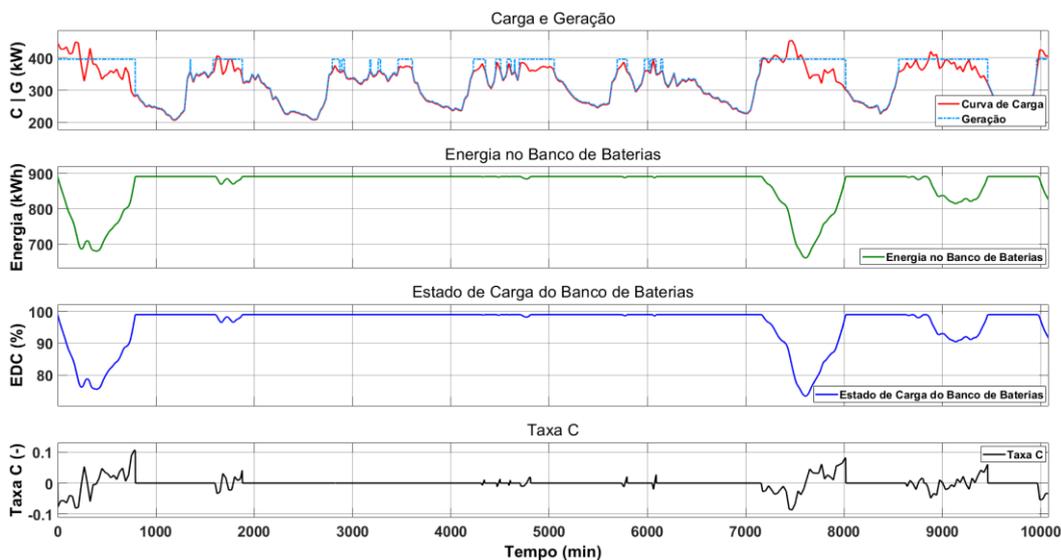


Gráfico 10: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana VS3 com multiplicador de carga X1 no verão.

Nesse cenário, o banco de baterias está em uso por cerca de 53 horas e 28 minutos, o que corresponde a 31,83% do período simulado. Quando comparado com a semana VS1, esse período é cerca de 77% maior, justamente pois os limites superiores da curva de carga estão mais próximos do limite máximo de fornecimento pelo grupo gerador, momento no qual torna necessária a utilização do banco de baterias conforme o algoritmo. Mesmo sendo solicitado por mais vezes, o banco de baterias é menos descarregado neste cenário, apresentando estado de carga mínimo de 73,37%, visto que o dimensionamento efetuado para a semana VS1 é majorado pela curva de carga. Com solicitações menos intensas, é novamente observado que a taxa C não ultrapassa valores nominais.

As curvas apresentadas no gráfico 11 e no gráfico 12 a seguir, seguem as mesmas especificações das curvas apresentadas para as semanas anteriores (VS1 e VS2). Excetuando-se os dois primeiros dias simulados, a curva de carga apresenta um perfil com alternâncias entre os valores máximos e mínimos praticamente constante no restante do período simulado. Dessa forma, as curvas de consumo

específico de combustível apresentam valores levemente superiores nestes dois primeiros dias. Por sua vez, as curvas de eficiência e consumo de combustível apresentam o movimento inverso, com os menores patamares nos dois primeiros dias deste período simulado.

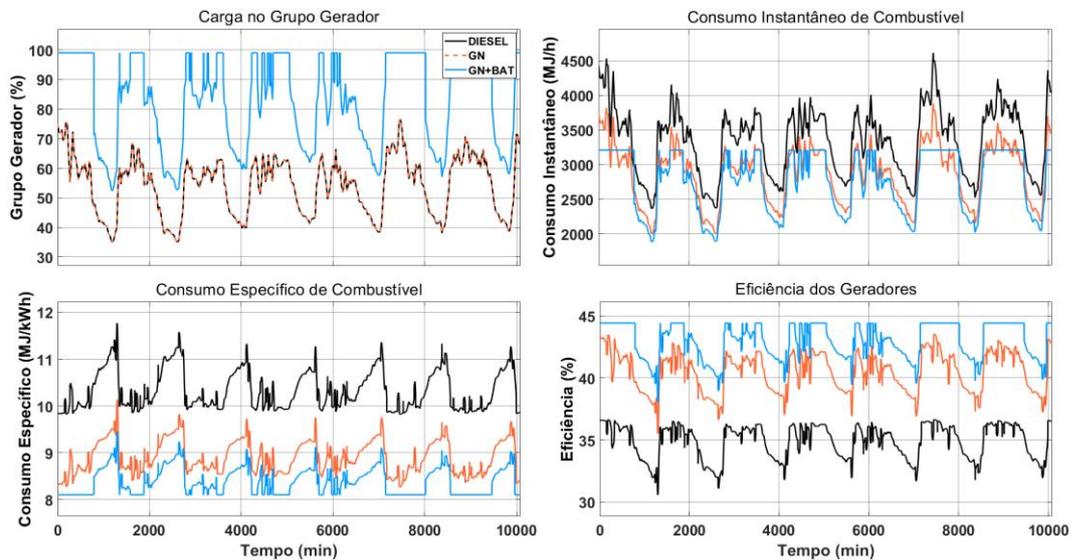


Gráfico 11: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana VS3 com multiplicador de carga X1 no verão.

No gráfico 12 a seguir, com as emissões de poluentes para a semana VS3 no verão, novamente pode ser notada a influência que os patamares de carga nos grupos geradores possuem em relação às emissões, e observar o leve aumento desses valores nos dois primeiros dias do período simulado.

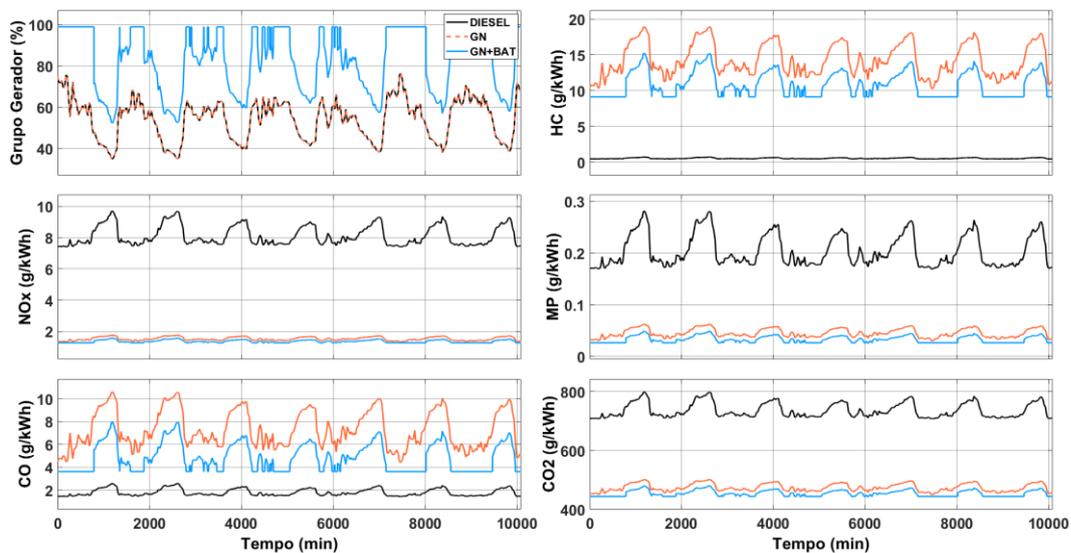


Gráfico 12: Emissões de poluentes na semana VS3 com multiplicador de carga X1 no verão.

5.1.2 Comportamento Durante o Inverno

As curvas de carga para o período determinado como inverno, apresentam os menores patamares de toda a série de dados. Como o dimensionamento dos sistemas de geração e armazenamento de energia foram efetuados para suprir a demanda no pior cenário criado (semana VS1 no verão), é durante o inverno que se observa os sistemas de geração operando o mais distante de sua carga nominal. Ou seja, em comparação com o período de verão, no inverno, os grupos geradores apresentam os menores patamares de carga, consumo específico de combustível mais elevado, e conseqüentemente valores de eficiência mais reduzidos.

Para o caso com armazenamento de energia, durante o inverno, é previsto pela estratégia de controle, que o sistema atue frente a todos os picos inferiores da carga, desligando os grupos geradores. Com isso, é observado ainda durante o inverno, que os bancos de baterias são mais utilizados, e em intervalos de tempo maiores, quando comparados com o verão.

Com relação ao comportamento das emissões de poluentes, contrariamente ao que ocorre no período do verão, é observado que os resultados durante o inverno oscilam entre valores superiores para os componentes simulados. Isso ocorre devido aos patamares de carga menos elevados nos grupos geradores durante o inverno, e sua relação com as curvas de emissão de cada componente.

5.1.2.1 Semana com maior coeficiente de variação da carga (IS1)

A semana denominada IS1, apresenta 19,66% de coeficiente de variação semanal da carga, correspondendo ao maior valor deste índice para o período do inverno. A curva de carga, observável no gráfico 13 a seguir, apresenta valor médio de 178,3 kW, e valor máximo de 268,0 kW, o qual ocorre no último dia simulado. Em conjunto com a curva de carga, são apresentados os valores para os patamares de carga observados nos grupos geradores para os três tipos de geração modelados. Os valores para os cenários compostos somente por grupos geradores sem banco de

baterias (Diesel e GN) variam de forma proporcional seguindo a curva de carga. Para o caso composto por geradores a Gás Natural em conjunto com banco de baterias (GN+BAT), os valores também oscilam conforme a carga, exceto nos momentos nos quais a demanda é inferior a 34% da potência máxima do grupo gerador, momento no qual o mesmo é desligado, conforme algoritmo.

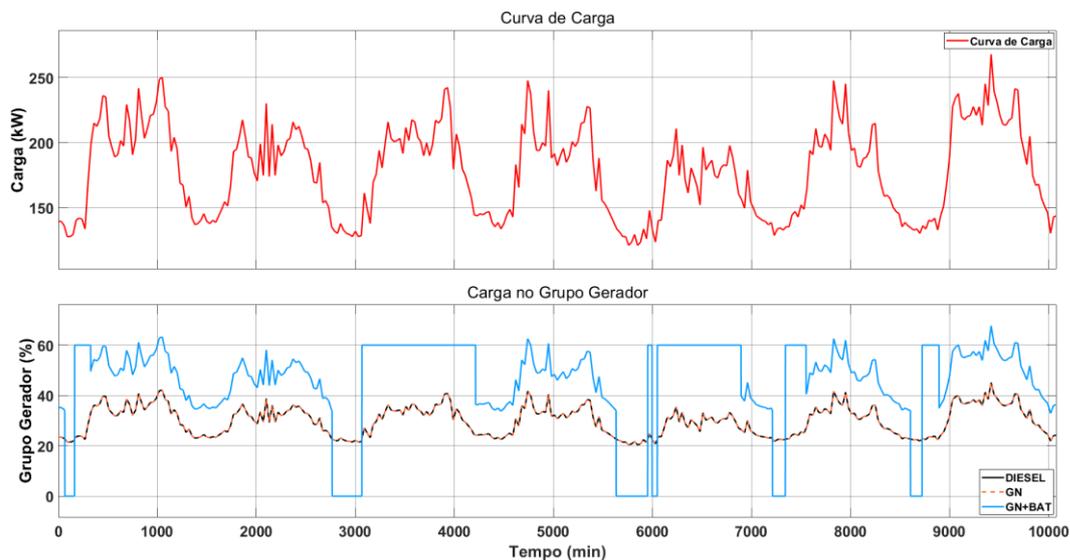


Gráfico 13: Curva de carga e patamar de geração na semana IS1 com multiplicador de carga X1 no inverno.

Outra hipótese para este caso é quando o banco de baterias precisa ser recarregado, momento no qual o gerador opera a 60% de sua potência máxima. Assim, como nos casos apresentados para o verão, o destaque fica para o GN com banco de baterias, visto que como o gerador é de potência reduzida, e os patamares de carga são necessariamente elevados quando os geradores estão em funcionamento.

No gráfico 14 a seguir, podem ser observados os detalhes do resultado para o caso no qual a geração é composta por geradores a Gás Natural em associação com os bancos de baterias (GN+BAT). São apresentadas as curvas com o comportamento da geração e armazenamento de energia durante o período simulado para a semana IS1. Conforme implementação do algoritmo de controle, a partir do momento no qual a demanda é inferior a 34% da potência máxima do grupo gerador, o banco de baterias é acionado e inicia-se o processo de descarga.

Como pode ser observado, isso ocorre nas horas finais do segundo e quarto dia simulado. Nesse cenário, o banco de baterias está em uso, considerando todos

os períodos de carga e descarga, por cerca de 60 horas e 25 minutos, o que corresponde a 35,96% do período simulado.

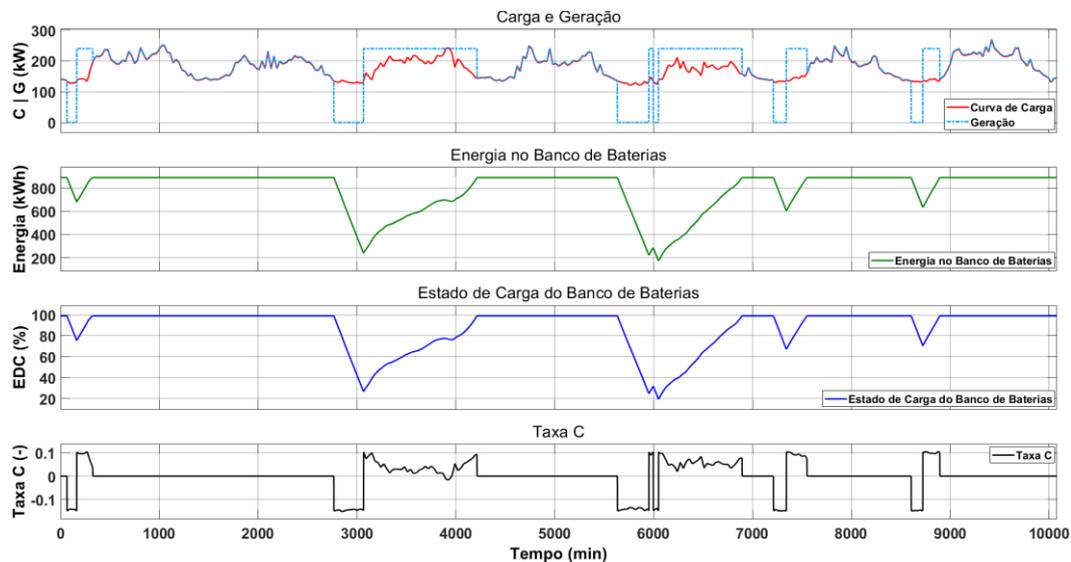


Gráfico 14: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana IS1 com multiplicador de carga X1 no inverno.

Apesar do dimensionamento do banco de baterias ter sido efetuado para o caso do verão (semana VS1), com maiores patamares de carga, a taxa C permaneceu dentro de limites nominais (até 1C).

No gráfico 15 a seguir, são apresentadas as curvas com para o consumo específico de combustível, o consumo de combustível e eficiência nos grupos geradores.

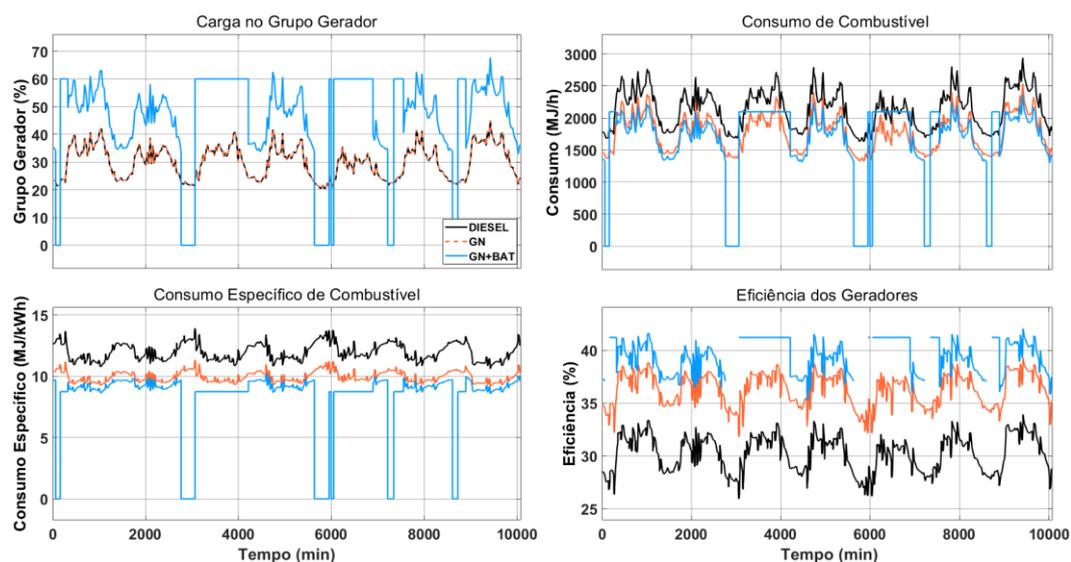


Gráfico 15: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana IS1 com multiplicador de carga X1 no inverno.

Como a curva de carga apresenta um perfil com alternâncias entre valores mínimos e máximos praticamente constantes durante o período simulado, as curvas com os patamares de carga nos geradores apresentam o mesmo comportamento, exceto no caso com armazenamento de energia (GN+BAT). Neste caso, observa-se os períodos de desligamento do grupo gerador, bem como os períodos de carregamento dos bancos de baterias, quando o gerador opera em carga fixa de 60% de sua potência máxima. Desse modo, as curvas de consumo específico de combustível apresentam o mesmo movimento, alternativo entre valores mínimos e máximos para os casos sem armazenamento de energia.

Por sua vez, para o caso com armazenamento de energia, os valores de consumo específico de combustível oscilam em parte do período conforme a carga, ou fixo em seu menor nível possível para o cenário quando o gerador opera a 60% de carga, ou sem nenhum consumo quando o gerador permanece desligado. As curvas de eficiência e consumo de combustível apresentam a mesma tendência de comportamento, exceto nos momentos nos quais os geradores estão desligados.

Assim como nos resultados para o verão, os destaques para essas curvas estão na comparação entre o comportamento obtido para o caso que emprega o banco de baterias (GN+BAT) com os demais, pois, para esse caso, são obtidos menores valores de consumo e consumo específico de combustível e maiores valores de eficiência durante o período simulado, além de nenhum consumo de combustível nos períodos de desligamento dos grupos geradores.

No gráfico 16 a seguir, são apresentadas as curvas com o comportamento das emissões de poluentes. Em comparação com os resultados obtidos para os casos simulados durante o período do verão, de uma forma geral, os resultados aqui apresentados não apresentam grandes distinções no comportamento. As principais diferenças que podem ser apontadas em comparação com os cenários simulados durante o verão, são duas: o fato de ser possível zerar as emissões de todos os componentes durante o desligamento dos grupos geradores nos casos com armazenamento de energia; e o fato de que os valores de emissões de poluentes durante o período do inverno são levemente mais elevados visto que os grupos geradores operam em patamares de carga inferiores.

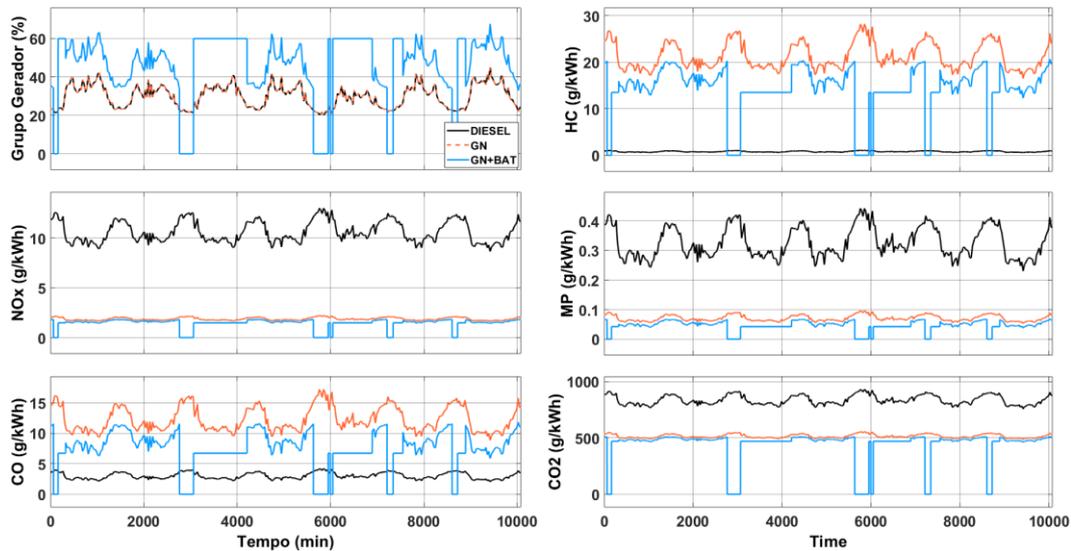


Gráfico 16: Emissões de poluentes na semana IS1 com multiplicador de carga X1 no inverno.

5.1.2.2 Semana com coeficiente de variação da carga mediano (IS2)

A semana denominada IS2, apresenta 17,93% de coeficiente de variação semanal da carga, correspondendo ao valor mediano deste índice para o período do inverno. A curva de carga, observável no gráfico 17 a seguir, apresenta valor médio de 182,0 kW, e valor máximo de 270,5 kW, o qual ocorre no início do quarto dia simulado. Quando comparados com a semana IS1, o valor máximo da carga é 0,94% maior e o valor médio é 2,08% maior, ou seja, os comportamentos dessas duas curvas são semelhantes. Como pode ser observado, os patamares de carga nos geradores são próximos quando comparados com a semana IS1.

O comportamento destas curvas, nos cenários com e sem armazenamento de energia, seguem a mesma lógica e justificativa para o comportamento apresentado para a semana anterior (IS1). Porém, nesse cenário, observa-se por mais vezes a carga no grupo gerador atingir o seu limite mínimo, forçando o desligamento do mesmo e a utilização do banco de baterias. Com isso, por mais vezes também será necessário o carregamento das baterias, momento no qual o gerador opera fixo em 60% de sua potência máxima.

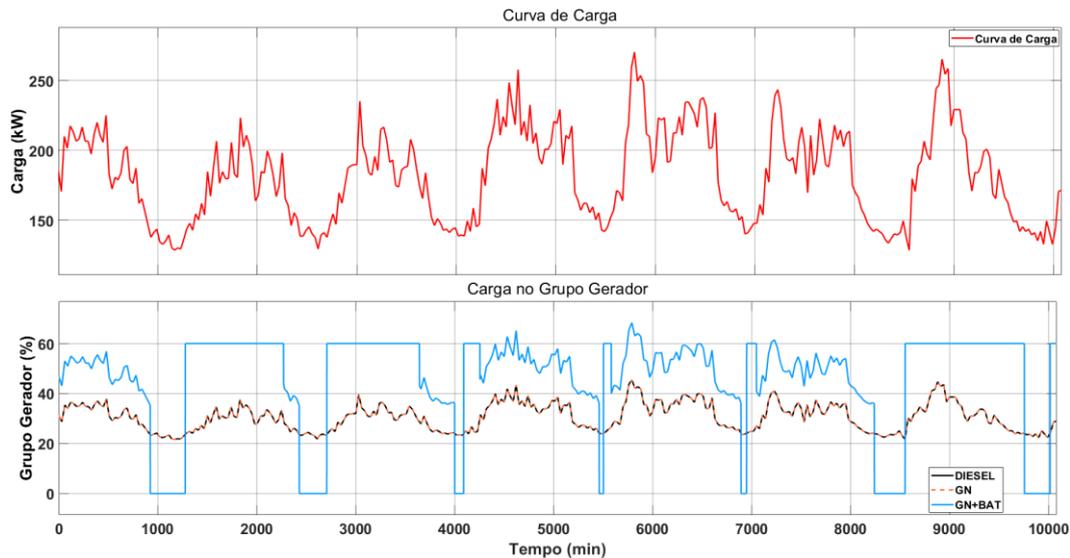


Gráfico 17: Curva de carga e patamar de geração na semana IS2 com multiplicador de carga X1 no inverno.

No gráfico 18 a seguir, podem ser observados os detalhes do resultado para o caso no qual a geração é composta por geradores a Gás Natural em associação com os bancos de baterias (GN+BAT). São apresentadas as curvas com o comportamento da geração e armazenamento de energia durante o período simulado para a semana IS2.

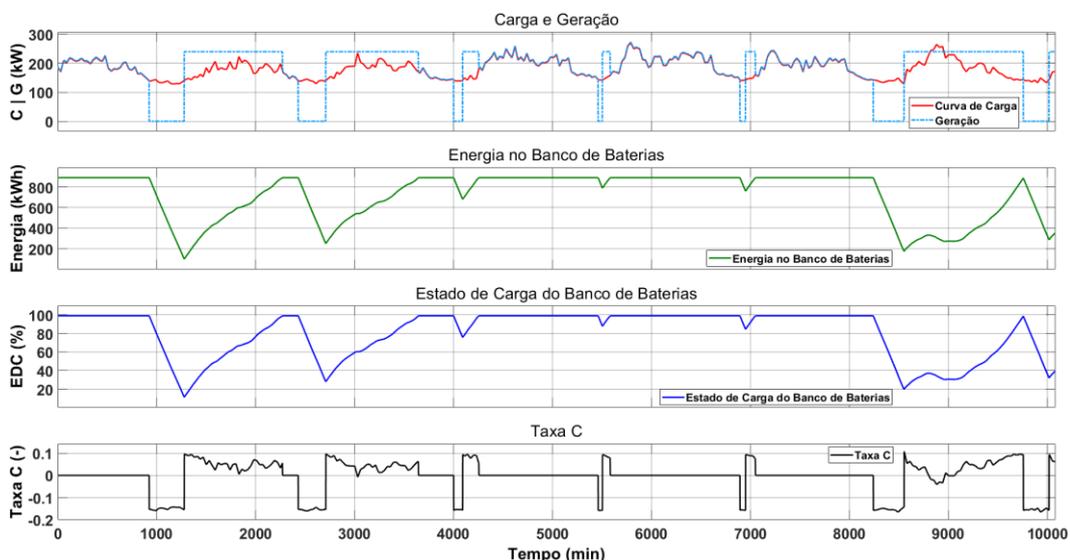


Gráfico 18: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana IS2 com multiplicador de carga X1 no inverno.

Nesse cenário, o banco de baterias está em uso por cerca de 78 horas e 49 minutos, o que corresponde a 46,92% do período simulado. Quando comparado com a semana IS1, esse período é cerca de 30% maior. Ocorre que nesse cenário a

curva de carga ultrapassa, por mais vezes, o limite mínimo de fornecimento pelo grupo gerador, momento no qual se torna necessário a utilização do banco de baterias conforme o algoritmo. Além de ser solicitado por mais vezes, o banco de baterias é mais descarregado neste cenário, apresentando estado de carga mínimo de 11,15%. Ainda assim, é novamente observado que os valores obtidos para a taxa C permaneceu dentro de limiares nominais.

As curvas apresentadas no gráfico 19 e no gráfico 20 a seguir, seguem as mesmas especificações para as curvas apresentadas para a semana anterior (IS1). A curva de carga apresenta um perfil com alternâncias entre valores mínimos e máximos praticamente constante durante o período simulado. Dessa forma, as curvas de consumo específico de combustível, eficiência e consumo de combustível também alternam de forma praticamente constante entre os valores mínimos e máximos observados nesse período.

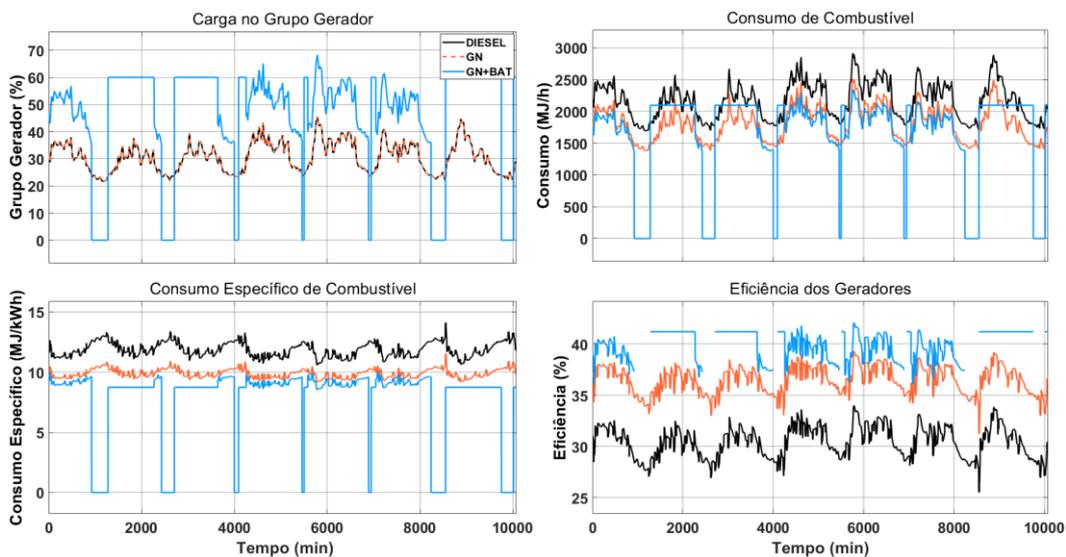


Gráfico 19: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana IS2 com multiplicador de carga X1 no inverno.

No gráfico 20 a seguir, com as emissões de poluentes para a semana IS2 no inverno também deve ser observado a influência que os patamares de carga nos grupos geradores possuem em relação às emissões. Além disso, ressalta-se a o benefício obtido com o desligamento dos geradores, momentos nos quais não existe emissão de nenhum poluente.

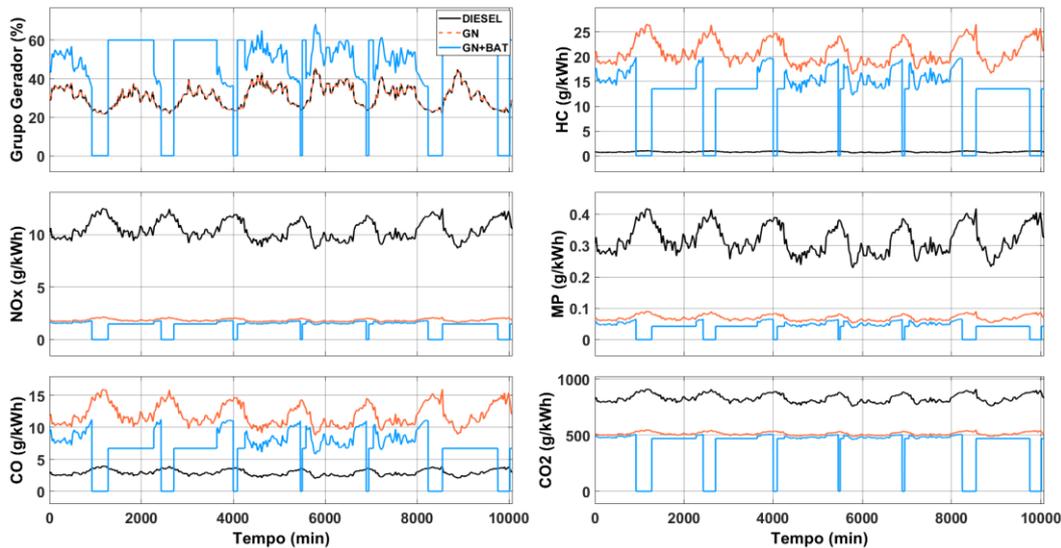


Gráfico 20: Emissões de poluentes na semana IS2 com multiplicador de carga X1 no inverno.

5.1.2.3 Semana com menor coeficiente de variação da carga (IS3)

A semana denominada IS3, apresenta 16,59% de coeficiente de variação semanal da carga, correspondendo ao menor valor deste índice para o período do inverno. A curva de carga, observável no gráfico 21 a seguir, apresenta valor médio de 185,3 kW, e valor máximo de 286,4 kW, o qual ocorre no início do quinto dia simulado.

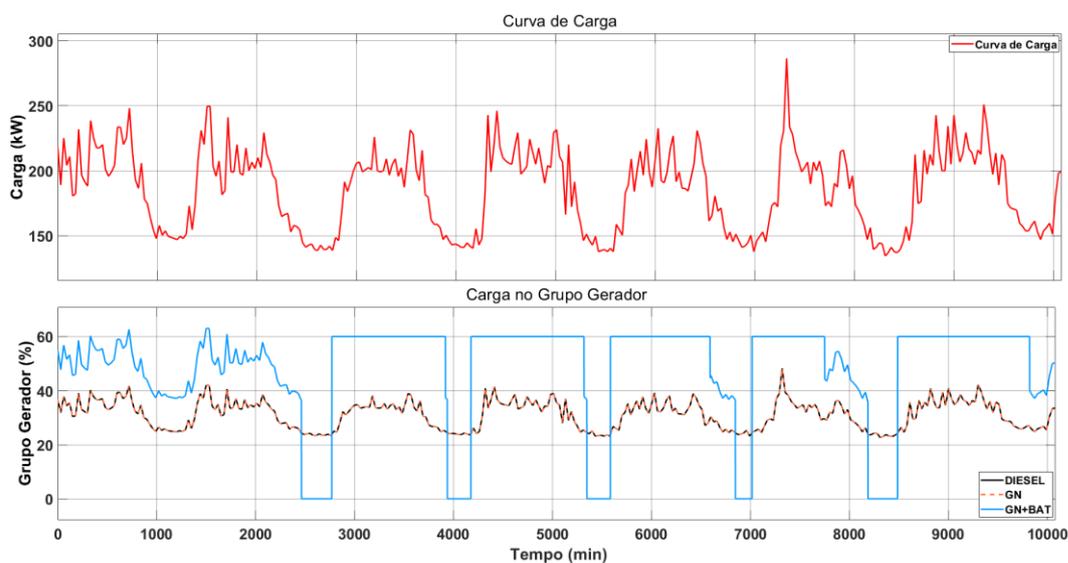


Gráfico 21: Curva de carga e patamar de geração na semana IS3 com multiplicador de carga X1 no inverno.

Quando comparados com a semana IS1, o valor máximo da carga é 6,90% maior e o valor médio é 3,93% maior, ou seja, os comportamentos dessas duas curvas são semelhantes. Como pode ser observado, os patamares de carga nos geradores são próximos quando comparados com a semana IS1.

O comportamento destas curvas, nos cenários com e sem armazenamento de energia, seguem a mesma lógica e justificativa para o comportamento apresentado para as semanas anteriores (IS1 e IS2). Porém, assim como ocorreu na semana IS2, nesse cenário observa-se por mais vezes a carga no grupo gerador atingir o seu limite mínimo, forçando o desligamento do mesmo e o emprego dos bancos de baterias. Com isso, também com maior recorrência, será necessário o carregamento das baterias, momento no qual o gerador opera fixo em 60% de sua potência máxima.

No gráfico 22 a seguir, podem ser observados os detalhes do resultado para o caso no qual a geração é composta por geradores a Gás Natural em associação com os bancos de baterias (GN+BAT). São apresentadas as curvas com o comportamento da geração e armazenamento de energia durante o período simulado para a semana IS3.

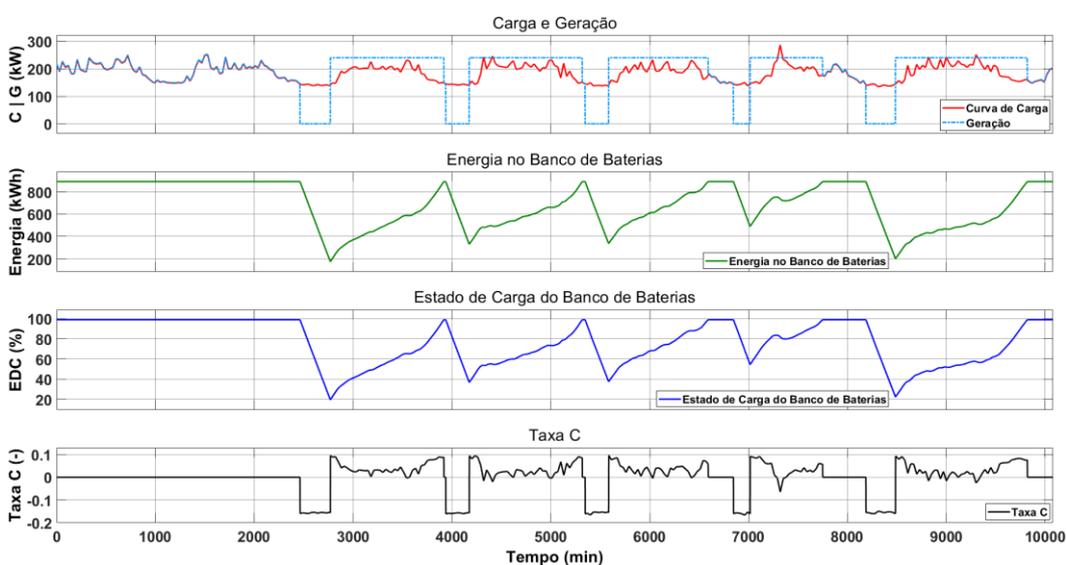


Gráfico 22: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana IS3 com multiplicador de carga X1 no inverno.

Nesse cenário, o banco de baterias está em uso por cerca de 109 horas e 22 minutos, o que corresponde a 65,10% do período simulado. Quando comparado com a semana IS1, esse período é cerca de 81% maior. Ocorre que nesse cenário a

curva de carga ultrapassa, por mais vezes, o limite mínimo de fornecimento pelo grupo gerador, momento no qual se torna necessário a utilização do banco de baterias conforme o algoritmo. Mesmo sendo solicitado por mais vezes, o banco de baterias não é mais descarregado neste cenário, apresentando estado de carga mínimo de 19,39%. Novamente observado que os valores obtidos para a taxa C permaneceu dentro de limiares nominais.

As curvas apresentadas no gráfico 23 e no gráfico 24 a seguir, seguem as mesmas especificações para as curvas apresentadas para a semana anterior (IS1). Exceto pelo pico de carga no início do quinto dia simulado, a curva de carga apresenta um perfil com alternâncias entre valores mínimos e máximos praticamente constante durante o período simulado. Dessa forma as curvas de consumo específico de combustível, eficiência e consumo de combustível também alternam de forma praticamente constante entre os valores mínimos e máximos observados nesse período.

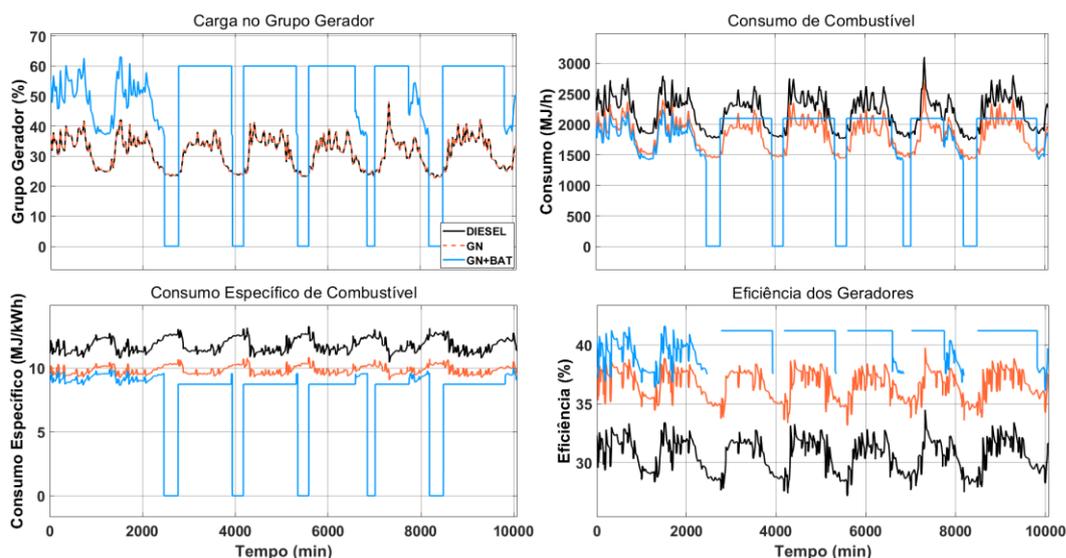


Gráfico 23: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana IS3 com multiplicador de carga X1 no inverno.

No gráfico 24 a seguir, com as emissões de poluentes para a semana IS3 no inverno também deve ser observado a influência que os patamares de carga nos grupos geradores possuem em relação às emissões. Novamente, ressalta-se a o benefício obtido com o desligamento dos geradores, momentos nos quais não existe emissão de nenhum poluente.

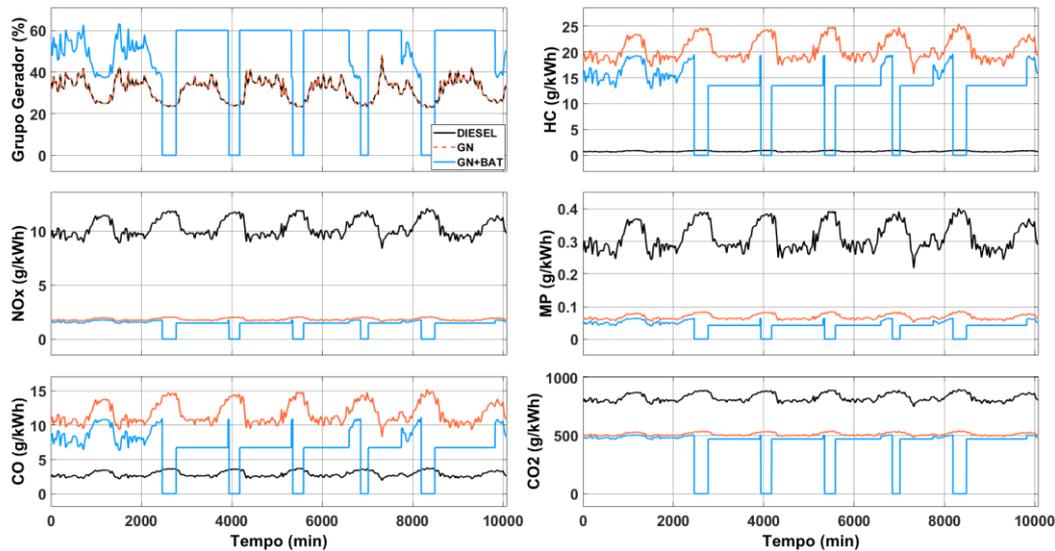


Gráfico 24: Emissões de poluentes na semana IS3 com multiplicador de carga X1 no inverno.

5.2 Resultados Comparativos

O conteúdo desta seção cumpre os dois objetivos citados no início do capítulo, com as análises comparativas: dos cenários simulados em relação aos casos de linha de base; da influência dos fatores utilizados para criação dos cenários.

Em ambos os casos, foi necessário extrair, para cada caso, o valor médio das variáveis de saída do modelo para o período simulado. Estes valores são então dispostos em um quadro contendo os resultados para todos os cenários simulados, bem como a variação percentual de cada variável em relação aos cenários definidos como linha de base. Nesse quadro, são encontrados os principais parâmetros de cada cenário criado, como carga máxima no período, potência dos geradores e tamanho do banco de baterias. Além disso, também são apresentados valores resultantes para variáveis de interesse medidas nas baterias, como estado de carga mínimo alcançado no período e tempo de um ciclo completo de carga e descarga.

Ressalta-se que estão presentes todos os resultados de todos os cenários. Ou seja, os casos para todos os multiplicadores de carga, bem como para as diferentes semanas, considerando tanto o período do verão como do inverno. Estes quadros, numerados por Quadro 17 e 18, são para consultas eventuais dos resultados, e foram deslocados para o Anexo A, onde também podem ser encontradas as definições dos dados contidos nas colunas dos quadros.

5.2.1 Comparativos com o Caso Base

A seguir são apresentados os resultados comparativos para as diversas variáveis de saída do modelo. Primeiramente, são apresentados os resultados relacionados com consumo de combustível e eficiência nos grupos geradores. Em um segundo momento serão apresentados os resultados relacionados às emissões de poluentes pelos grupos geradores. Estes resultados são calculados após a comparação entre os resultados obtidos para os casos definidos como linha de base e os demais, ou seja, representam a compilação dos dados obtidos nas respectivas colunas denominadas “ Δ CB” dos Quadros 17 e 18 situados no Anexo A.

Para apresentação de forma gráfica, para cada variável de saída do modelo, foi calculado a média dos valores que constam nas respectivas colunas “ Δ CB”. Além disso, o intuito é que seja possível representar os resultados da forma mais conservadora possível. Para isso, o cálculo desse valor médio para determinada variável, considera todos os valores obtidos de “ Δ CB” sem distinção entre multiplicadores de carga e semanas dos cenários criados. Como se pretendeu representar um processo real e de fato possível, durante a etapa de escolha dos grupos geradores, considerando-se a disponibilidade no mercado, intenta-se aqui, também, levar essa influência para estes resultados ao comparar resultados para geradores de diferentes tamanhos. Visando destacar a influência sazonal, os resultados são comparados entre o período do verão e do inverno. A configuração de cada coluna apresentada nos gráficos a seguir, é conforme as seguintes definições:

- Diesel -> GN: comparação entre o caso base (gerador a Diesel) e o caso com geradores a Gás Natural sem bancos de baterias;

- Diesel -> GN+B: comparação entre o caso base (gerador a Diesel) e o caso com geradores a Gás Natural com a utilização dos bancos de baterias;

5.2.1.1 Consumo de combustível e eficiência

Na figura 49 a seguir, são apresentadas as comparações entre as médias de aumento do patamar de carga nos grupos geradores, para os diversos cenários simulados, quando comparamos o tipo de geração do caso base com os demais.

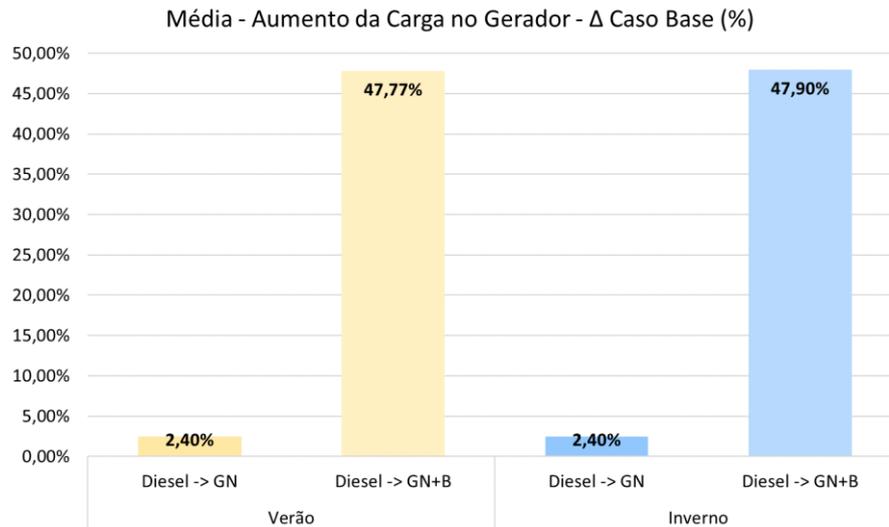


Figura 49: Comparativo das médias do patamar de carga nos geradores em relação ao caso base.

Como pode ser observado, as variações mais intensas nos patamares de carga nos grupos geradores acontecem nas comparações entre o caso base e o caso com armazenamento de energia. Isso ocorre, pois nestes casos, com o emprego dos bancos de baterias, a capacidade dos grupos geradores pode ser reduzida, o que por sua vez faz com que operem em patamares de carga mais elevados para suprir a mesma demanda.

Nas comparações entre o caso base e o caso com geradores a Gás Natural, a pequena variação reportada (segunda e quarta coluna) se deve à escolha dos grupos geradores. Ocorre que para um mesmo multiplicador da carga, ao comparar dois grupos geradores, sendo o segundo um pouco menor que o primeiro, é esperado que este precise operar em patamares de carga levemente superiores, como pode ser observado nos Quadros 17 e 18 (Anexo A), para os tipos de geração “GN”, em qualquer semana simulada, para os multiplicadores de carga X5 e X10. Os valores são aproximados quando comparamos o verão com o inverno, pois estes valores

são proporcionais à relação entre os tamanhos dos geradores e não se relacionam diretamente com a sazonalidade da carga.

Na figura 50 a seguir, são apresentadas as comparações entre as médias de redução do consumo específico de combustível dos grupos geradores, para os diversos cenários simulados, quando comparamos o tipo de geração do caso base com os demais.

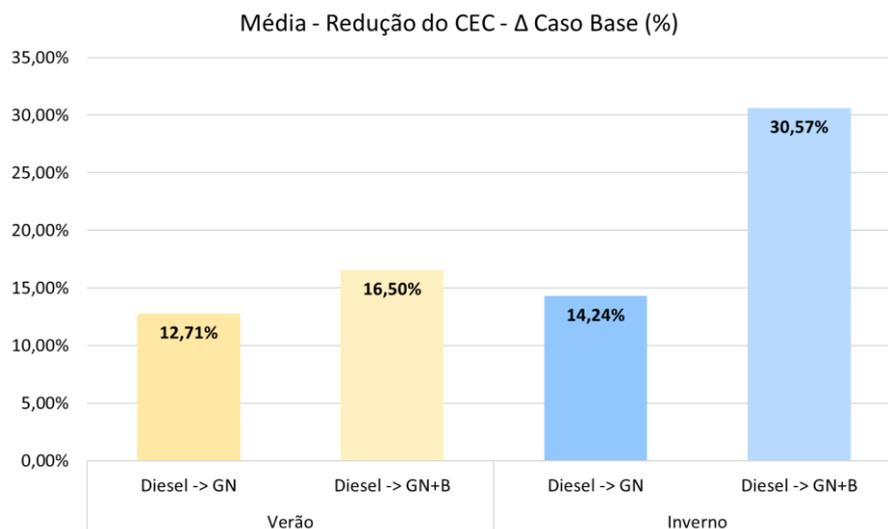


Figura 50: Comparativo das médias do consumo específico de combustível em relação ao caso base.

Como pode ser observado, quando são comparados os casos definidos como linha de base com os casos compostos por geradores a Gás Natural, a redução de consumo específico se relaciona majoritariamente com as curvas de cada gerador modelado. Por sua vez, quando comparados com os casos compostos por geradores a Gás Natural em conjunto com banco de baterias, a redução de consumo específico, além de se relacionar com as curvas dos geradores, incorpora também os benefícios da operação em patamares de carga mais elevados como reportado no item anterior.

Todos os valores apresentados para redução do consumo específico de combustível são mais proeminentes durante o período do inverno por dois motivos. O primeiro deles é que os grupos geradores são desligados por parte do período simulado, o que reduz a média dessa variável para os casos simulados durante o inverno. O segundo motivo se relaciona com as curvas de carga impostas aos sistemas. Como estas são minoradas durante o inverno, os geradores operam em patamares também menores quando comparados com o período do verão, ou seja,

em regiões ainda mais elevadas nas curvas de consumo específico de combustível. Isso faz com que o potencial de ganhos com a redução dos valores médios dessa variável seja maior durante o inverno.

Na figura 51 a seguir, são apresentadas as comparações entre as médias de redução do consumo de combustível dos grupos geradores, para os diversos cenários simulados, quando comparamos o tipo de geração do caso base com os demais.

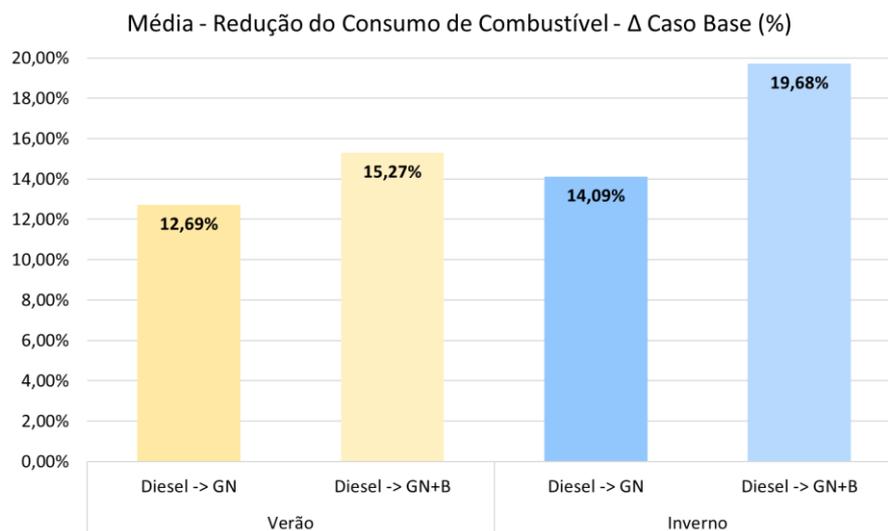


Figura 51: Comparativo das médias do consumo de combustível em relação ao caso base.

Os resultados obtidos para o consumo de combustível, obrigatoriamente se relacionam com as curvas de carga impostas aos sistemas, bem como com os resultados para o consumo específico de combustível apresentado anteriormente na Figura 50 acima. Com isso, como esperado, os ganhos com redução de consumo de combustível são mais intensos nos casos com armazenamento de energia.

Esse resultado é intensificado principalmente durante o inverno, sabendo que é durante esse período que os grupos geradores são desligados por alguns instantes durante a operação, além de apresentar as curvas de carga minoradas quando comparadas com o período do verão. Esses dois aspectos em conjunto fazem com que o potencial de ganhos com a redução dos valores médios dessa variável seja maior durante o inverno.

Na figura 52 a seguir, são apresentadas as comparações entre as médias de aumento da eficiência dos grupos geradores, para os diversos cenários simulados, quando comparamos o tipo de geração do caso base com os demais.

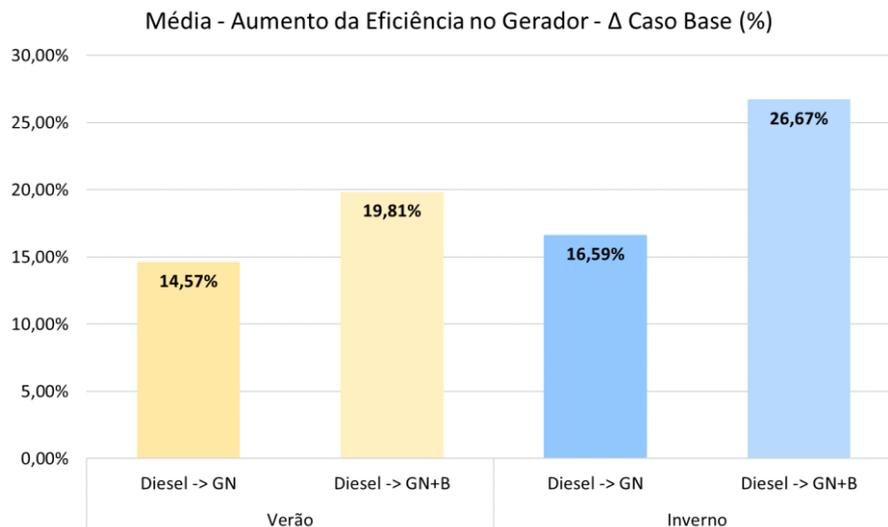


Figura 52: Comparativo das médias de eficiência nos geradores em relação ao caso base.

Os resultados obtidos para a eficiência nos grupos geradores, obrigatoriamente, se relacionam com as curvas de carga impostas aos sistemas, bem como com os resultados para o consumo de combustível apresentado no item anterior. Com isso, como esperado, os ganhos com aumento da eficiência são mais intensos nos casos com armazenamento de energia. Esse resultado é intensificado principalmente durante o inverno, sabendo que é durante esse período que os grupos geradores são desligados por alguns instantes durante a operação, além de apresentar as curvas de carga minoradas quando comparadas com o período do verão. Esses dois aspectos em conjunto fazem com que o potencial de ganhos com aumento da eficiência dos grupos geradores seja maior durante o inverno.

5.2.1.2 Emissão de poluentes

São apresentados a seguir os resultados das comparações entre as médias de variação das emissões de substâncias poluentes pelos grupos geradores nos cenários simulados. Dentre todos os componentes analisados, somente para as emissões de monóxido de carbono (CO) e de hidrocarbonetos não queimados (HC), os grupos geradores a Diesel apresentam valores inferiores aos demais casos. Ou seja, nos casos com geradores a Gás Natural houve aumento dos níveis de emissão destes componentes.

Estes resultados, obrigatoriamente, se relacionam com as curvas de carga impostas aos sistemas, logo, com os patamares de carga observados nos geradores, bem como com as curvas de emissão de cada um dos componentes. Como observado anteriormente no item 5.1, de forma geral, a emissão de poluentes diminui com o aumento dos patamares de carga nos grupos geradores. Com isso, nos casos com armazenamento de energia, onde foi possível obter os maiores valores de aumento dos patamares de carga nos grupos geradores, serão observadas maiores reduções das emissões de poluentes.

Com o intuito de aprofundar a análise das emissões de poluentes, foram calculados os valores médios considerando as curvas de emissões de cada substância, para dois geradores de potências aproximadas e combustíveis distintos, no caso, de um gerador de 3150 kW a Diesel e 3000 kW a Gás Natural. As médias foram calculadas considerando duas regiões das curvas de emissão de acordo com os patamares de carga dos grupos geradores da seguinte forma: curva de “baixa carga”, entre 10 e 50% de carga no gerador; e curva de “alta carga”, entre 55 e 100% de carga no gerador. Além disso, foram calculadas as razões entre as médias das emissões para estes dois geradores, dividindo-se os valores obtidos para os geradores a Diesel pelos valores obtidos para os geradores a Gás Natural.

Através da análise dos resultados dessa relação, é possível obter a melhor compreensão do comportamento das curvas de emissão, bem como dos resultados adiante. No Quadro 16, a seguir, são apresentados os resultados das emissões, bem como indicação de quais componentes apresentam aumento das emissões para os geradores a Gás Natural quando comparados aos geradores a Diesel.

Quadro 16: Cálculo das relações de emissão de poluentes.

Cálculo das Relações de Emissão de Poluentes						
Tipo Gerador	Região da Curva	Médias - Curva de Emissão de Poluentes (g/kWh)				
		HC	CO	NOx	MP	CO2
Diesel	baixa	0,775	2,941	10,459	0,319	828,93
	alta	0,302	0,886	6,301	0,115	664,28
Gás Natural	baixa	23,050	13,524	1,958	0,077	525,37
	alta	8,408	3,104	1,235	0,024	439,92
Relação D/GN	baixa	0,034	0,217	5,340	4,132	1,578
	alta	0,036	0,286	5,101	4,857	1,510
Comparação Emissões D -> GN		aumento		redução		

Como pode ser observado no Quadro 16, para os casos em que ocorre aumento dos níveis de emissões de poluentes quando são comparados os geradores a Diesel com os geradores a Gás Natural (HC e CO), quanto menor a relação das médias (D/GN), maior será o potencial de aumento dos níveis de emissões para os geradores a Gás Natural. Isso ocorre, pois, os valores nos denominadores (curvas de emissões para o Gás Natural) representam curvas com maiores amplitudes (maior diferença entre mínimo e máximo), logo, maiores potenciais de aumento dos níveis de emissões ao comparar os diferentes combustíveis.

Contrariamente, para os casos em que ocorre redução dos níveis de emissões de poluentes quando são comparados os geradores a Diesel com os geradores a Gás Natural (NO_x, MP e CO₂), quanto maior a relação das médias (D/GN), maior será o potencial de redução dos níveis de emissões para os geradores a Gás Natural. Nesse caso, os valores das relações aumentam, pois, os valores nos numeradores (médias curvas de emissão para o Diesel) representam curvas com maiores amplitudes, logo, maiores potenciais de redução dos níveis de emissões ao comparar os diferentes combustíveis.

A seguir, nas figuras 53 e 54, respectivamente, para hidrocarbonetos não queimados (HC), e para o monóxido de carbono (CO), podem ser observadas as comparações entre as médias de aumento nos níveis de emissões dos grupos geradores, para os diversos cenários simulados, quando comparamos o tipo de geração do caso base com os demais.

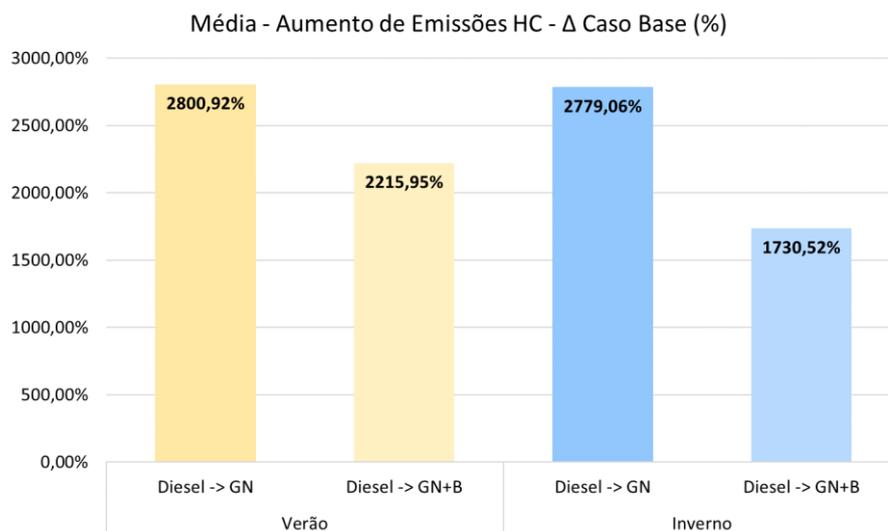


Figura 53: Comparativo das médias de emissão de HC em relação ao caso base.

O comportamento dos resultados é semelhante para ambos os componentes analisados, inclusive com relação à sazonalidade. Quando são comparados os resultados para os casos que utilizam grupos geradores a Gás Natural sem armazenamento de energia, observa-se os maiores aumentos nos níveis de emissões destes componentes conforme as respectivas curvas de emissão. Quando são comparados os resultados para os casos que utilizam armazenamento de energia, os aumentos nos níveis de emissões são reduzidos, pois nestes casos os grupos geradores operam em patamares de carga mais elevados, além de serem desligados por parte do período simulado.

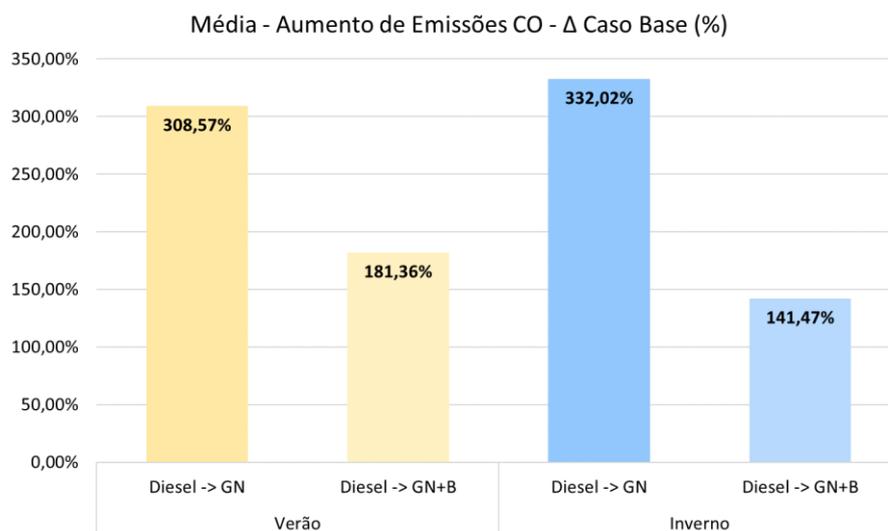


Figura 54: Comparativo das médias de emissão de CO em relação ao caso base.

Para melhor compreensão do comportamento destes resultados, principalmente com relação aos resultados presentes na segunda e quarta coluna, é possível recorrer aos dados do Quadro 16 apresentado anteriormente. Analisando as curvas de carga, é preciso considerar que os patamares de carga nos geradores durante o verão são mais elevados do que durante o inverno, logo, considera-se para efeitos de comparação, respectivamente, as referências às regiões “altas” e “baixas” das curvas de emissões presentes no Quadro 16.

Nos resultados da figura 53 para o HC, observa-se que os aumentos das emissões é aproximado durante o inverno e o verão, o que pode ser explicado pela proximidade entre as relações (D/GN), ou seja, existe pouca diferença entre os potenciais de aumento das emissões de hidrocarbonetos não queimados em ambos os patamares de carga dos grupos geradores. Por sua vez, nos resultados da figura

54 para o CO, observa-se que os aumentos das emissões é maior durante o inverno, visto que o potencial de aumento das emissões é maior durante cargas baixas, que ocorrem majoritariamente durante o inverno.

A seguir, nas figuras 55, 56 e 57, respectivamente, para as emissões de óxido de nitrogênio (NOx), material particulado (MP) e dióxido de carbono (CO₂), podem ser observadas as comparações entre as médias de aumento nos níveis de emissões dos grupos geradores, para os diversos cenários simulados, quando comparamos o tipo de geração do caso base com os demais.

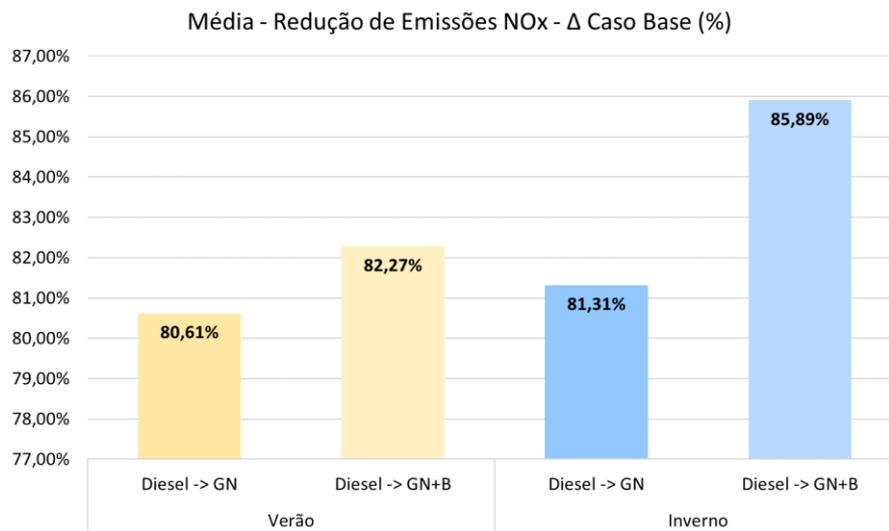


Figura 55: Comparativo das médias de emissão de NOx em relação ao caso base.

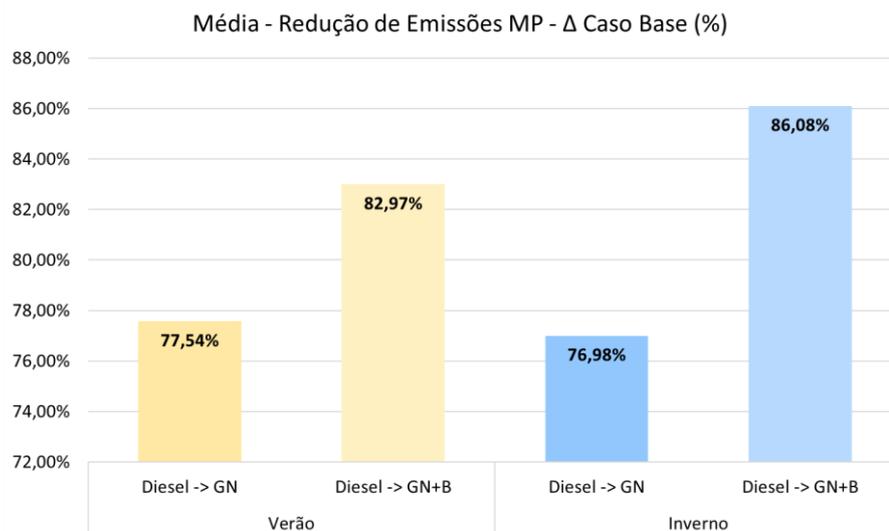


Figura 56: Comparativo das médias de emissão de MP em relação ao caso base.

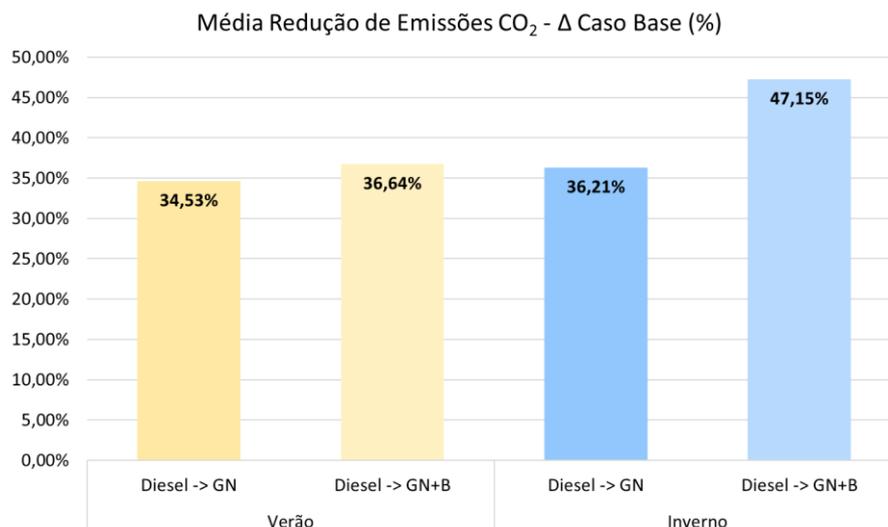


Figura 57: Comparativo das médias de emissão de CO₂ em relação ao caso base.

Excetuando-se a intensidade da redução dos níveis de emissões, os comportamentos dos resultados é semelhante para os componentes analisados, inclusive com relação à sazonalidade. Quando são comparados os resultados para os casos sem armazenamento de energia, observam-se as menores reduções nos níveis de emissões destes componentes conforme as respectivas curvas de emissão dos geradores.

Quando são comparados os resultados para os casos que utilizam armazenamento de energia, as reduções nos níveis de emissões são ainda mais intensas, pois nestes casos os grupos geradores operam em patamares de carga mais elevados, além de serem desligados por parte do período simulado.

Com o foco na compreensão do comportamento dos resultados apresentados para a segunda e quarta coluna destes resultados, é possível recorrer ao Quadro 16. Nestes casos (NO_x, MP e CO₂), nos quais ocorre redução dos níveis de emissão de poluentes para os geradores a Gás Natural, observa-se o maior potencial de redução para o NO_x, seguido do MP e pôr fim do CO₂. Estes resultados estão de acordo com as relações (D/GN) presentes no Quadro 16, visto que os maiores potenciais de redução são proporcionais às relações apresentadas.

Os resultados para o NO_x e para o CO₂ apresentam valores aproximados, pois os potenciais de redução das emissões para estes dois componentes são próximos. O que não ocorre para o CO₂, que apresenta um potencial de redução inferior aos dois componentes anteriores. Nos resultados da figura 55 para o NO_x, e figura 57 para o CO₂, observa-se que as reduções das emissões são ligeiramente

maiores durante o inverno, pois o potencial de redução destes é maior em baixas cargas. No sentido oposto, na figura 56 para o MP, observa-se que as reduções das emissões é ligeiramente maior durante o verão, pois o potencial de redução deste componente é maior em altas cargas.

5.2.2 Análise da Influência do Tipo de Geração, Variação da Carga e Multiplicadores

A seguir são apresentados os resultados com uma análise da influência dos fatores utilizados para criação dos cenários, sendo estes: tipos de geração, variabilidade da carga e multiplicadores da carga.

Primeiramente, são apresentados os resultados relacionados com consumo de combustível e eficiência nos grupos geradores. Posteriormente serão apresentados os resultados relacionados às emissões de poluentes. Nestes resultados, para uma determinada variável de saída do modelo, foram calculadas as médias dos valores apresentados nos Quadros 17 e 18 (Anexo A). O intuito com apresentação destes resultados é compreender a relação entre os parâmetros de criação dos cenários e as variáveis de saída do modelo.

Além disso, através dessa análise será possível compreender melhor em quais cenários o fator de escolha teve mais influência sobre determinado resultado. Novamente, com o objetivo de destacar a influência sazonal, os resultados são comparados entre o período do verão e do inverno. A configuração de cada coluna apresentada nos gráficos a seguir, segue a definição apresentada no item anterior, bem como as seguintes:

- S1, S2 e S3: nestas colunas, são apresentadas as médias de todos os valores de uma determinada variável de saída do modelo, considerando os resultados para uma única semana sem distinção entre Tipos de Geração e Múltiplos;

- X1, X5 e X10: nestas colunas, são apresentadas as médias de todos os valores de uma determinada variável de saída do modelo, considerando os resultados para um único multiplicador, sem distinção entre Semanas e Múltiplos;

5.2.2.1 Consumo de combustível e eficiência

Os resultados comparativos a seguir, ajudam a revelar mais detalhadamente o comportamento dos sistemas frente às imposições de carga. De forma geral, comparando-se o verão com o inverno, o comportamento para as variáveis reportadas, se apresentam de forma semelhante. Ou seja, dentro da comparação por tipo de geração, semana ou múltiplo, as variações entre os resultados seguem uma mesma tendência para o verão e inverno.

Os resultados para a média da carga nos grupos geradores, para os diversos cenários de simulação, observado na figura 58 a seguir.

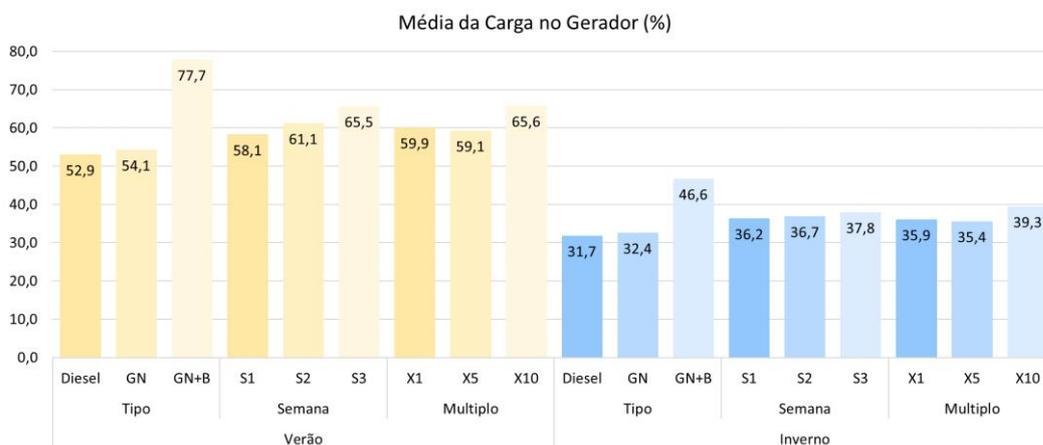


Figura 58: Comparativo das médias do patamar de carga nos geradores para os diferentes cenários.

Estes números ajudam a revelar o comportamento dos sistemas frente às imposições de carga. Os valores são mais elevados durante o verão devido às maiores imposições das curvas de carga. Para o verão e inverno, as comparações entre os tipos de geração (Diesel, GN e GN+B), quando se considerou geradores a Gás Natural com baterias ao invés de geradores a Diesel, observa-se aumento nos patamares de carga, ratificando a estratégia proposta neste trabalho. Ou seja, com a adoção dos sistemas de armazenamento de energia foi possível considerar geradores de menor porte, os quais, necessariamente, devem operar em patamares de carga mais elevados para a mesma demanda imposta ao sistema.

Com relação às diferentes semanas simuladas (S1, S2 e S3), observa-se que na semana com menor variação da carga (S3) os patamares são mais elevados. O

que é esperado, visto que para as semanas com menores variabilidade da carga, é quando se observam as cargas médias mais elevadas, conforme descrição das curvas no item anterior (5.1).

Com relação aos diferentes multiplicadores de carga (X1, X5 e X10), os patamares são mais elevados para o último multiplicador (X10), por motivos de escolha. Ou seja, a potência dos grupos geradores escolhidos para este multiplicador situou-se mais próximo dos máximos de demanda, obrigando os geradores uma operação em patamares de carga mais elevados.

Os resultados para a média do consumo específico de combustível, para os diversos cenários de simulação, observado na figura 59 a seguir.

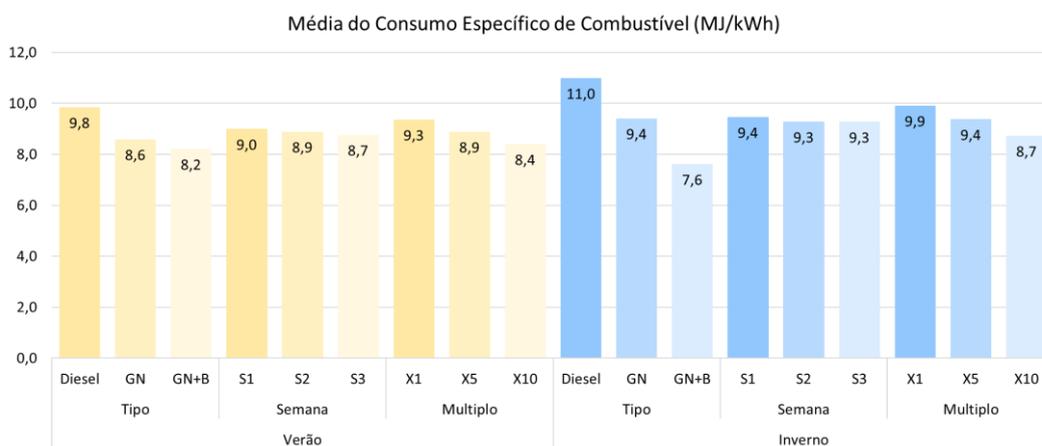


Figura 59: Comparativo das médias do consumo específico de combustível para os diferentes cenários.

Necessariamente se relacionam de forma inversamente proporcional aos resultados do gráfico anterior (média da carga no gerador). Ou seja, quanto maior o patamar de carga nos grupos geradores, menor será o consumo específico de combustível. Além disso, estes resultados também ajudam a compreender melhor os resultados para a eficiência nos grupos geradores. Estes são mais elevados no inverno pois se relacionam com os baixos patamares de carga nos geradores.

Para o verão e inverno, as comparações entre os tipos de geração, quando se considerou geradores a Gás Natural com baterias ao invés de geradores a Diesel, observa-se redução nas médias de consumo específico, novamente conforme esperado. Ou seja, com a adoção dos sistemas de armazenamento, possibilitou-se o emprego de geradores de menor porte que devem operar em patamares de carga mais elevados, reduzindo o consumo específico de combustível.

Com relação às diferentes semanas simuladas, observam-se os menores valores de consumo específico para as semanas S3, as quais apresentam patamares de carga mais elevados. Com relação aos diferentes multiplicadores de carga, novamente o consumo específico será menor para os casos com maiores patamares de carga, ou seja, como explicitado nos resultados anteriores, para o multiplicador X10. Além disso, observa-se neste resultado, o que se espera para geradores de maior porte, visto que com o aumento da potência dos geradores, espera-se redução do consumo específico de combustível.

Os resultados para a média do consumo de combustível nos grupos geradores, para os diversos cenários de simulação, observado na figura 60 a seguir.

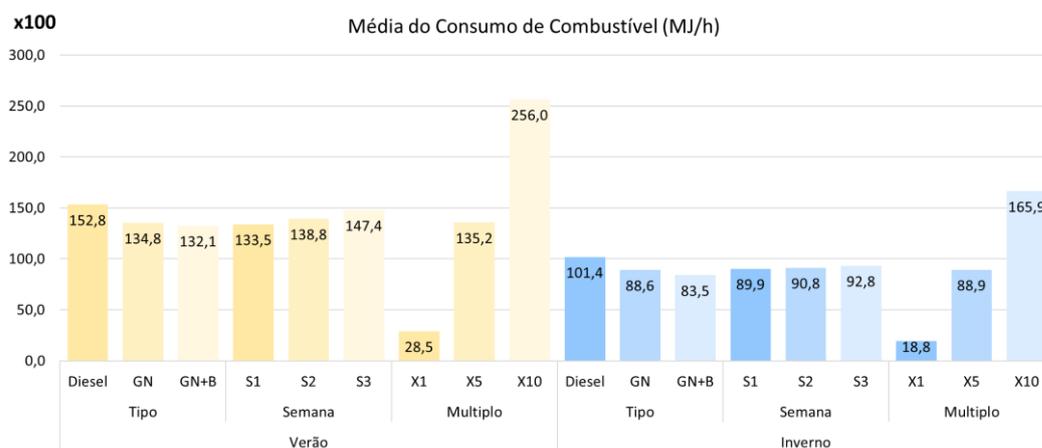


Figura 60: Comparativo das médias do consumo de combustível para os diferentes cenários.

Estes resultados ajudam a caracterizar melhor os cenários de simulação. Os valores são mais elevados durante o verão devido aos maiores valores de demanda. Para o verão e inverno, as comparações entre os tipos de geração, quando se considerou geradores a Gás Natural com baterias ao invés de geradores a Diesel, observa-se redução do consumo de combustível, de acordo com a redução do consumo específico reportado no resultado anterior. Com relação às diferentes semanas simuladas, observa-se que na semana com maior variação da carga (S1) os valores são menores. Isso ocorre pois para tais semanas, a média da carga imposta ao sistema é menor (como explicitado no item 3.1), logo, esperam-se valores reduzidos para o consumo de combustível. Com relação aos diferentes multiplicadores de carga, obrigatoriamente os valores serão mais elevados para os casos com o maior multiplicador (X10) pois os geradores são maiores.

Os resultados para a média da eficiência nos grupos geradores, para os diversos cenários de simulação, observado na figura 61 a seguir.

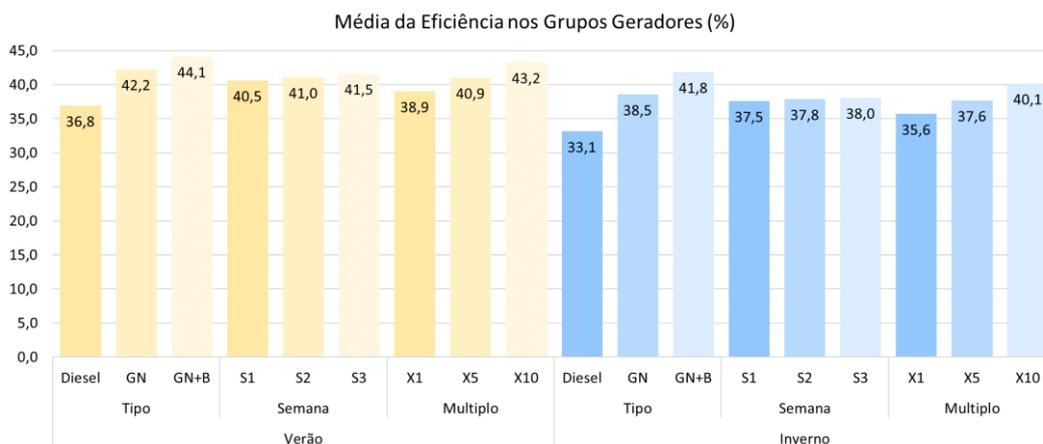


Figura 61: Comparativo das médias de eficiência nos geradores para os diferentes cenários.

Necessariamente se relacionam de forma inversamente proporcional aos resultados para consumo específico de combustível. Ou seja, quanto menor o consumo específico de combustível, maior será a eficiência. Os valores são mais elevados durante o verão pois se relacionam com os menores valores de consumo específico de combustível, que são motivados pelos elevados patamares de carga nos geradores reportados anteriormente. Para o verão e inverno, as comparações entre os tipos de geração, quando se considerou geradores a Gás Natural com baterias ao invés de geradores a Diesel, observa-se aumento da eficiência.

Com relação às diferentes semanas simuladas, observa-se que na semana com menor variação da carga (S3), os valores são mais elevados. Isso pois são observados maiores patamares de carga, que por sua vez, reduzem o consumo específico de combustível resultando em uma operação mais eficiente.

Com relação aos diferentes multiplicadores de carga, o resultado observado novamente está de acordo com o esperado, com maiores valores de eficiência para o maior multiplicador (X10). Isso se deve a dois principais motivos: o primeiro está relacionado com a operação destes geradores em patamares mais elevados de carga, ligeiramente motivado pela escolha. O segundo motivo se relaciona com a redução do consumo específico de combustível inerente aos geradores de maior porte.

5.2.2.2 Emissão de poluentes

Os resultados comparativos a seguir, ajudam a compreender o comportamento das emissões de poluentes frente às imposições de carga nos diversos cenários simulados. Para todos os resultados a seguir, os valores são menores quando comparadas uma determinada coluna do verão com sua correspondente para o inverno. Isso é devido aos menores patamares de carga observados na operação durante o inverno.

Os resultados para a média das emissões de hidrocarbonetos não queimados (HC), e monóxido de carbono (CO), são observados nas figuras 62 e 63 a seguir.

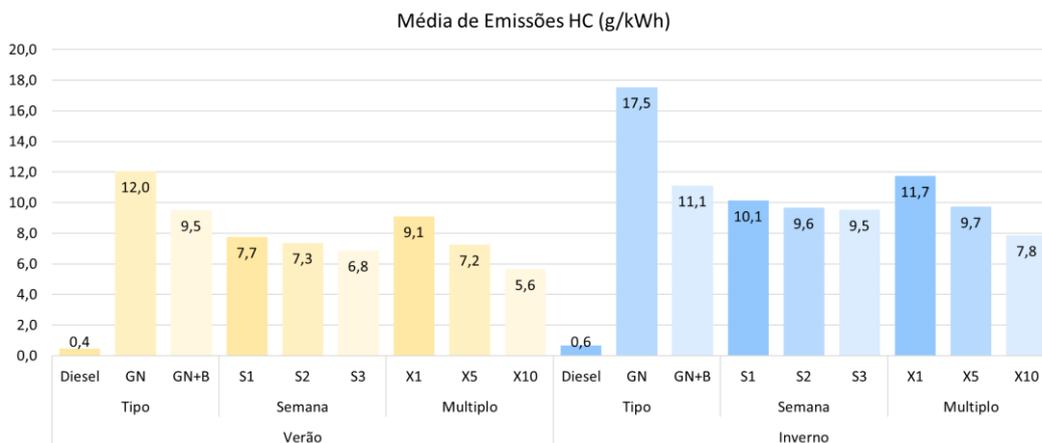


Figura 62: Comparativo das médias de emissão de HC para os diferentes cenários.

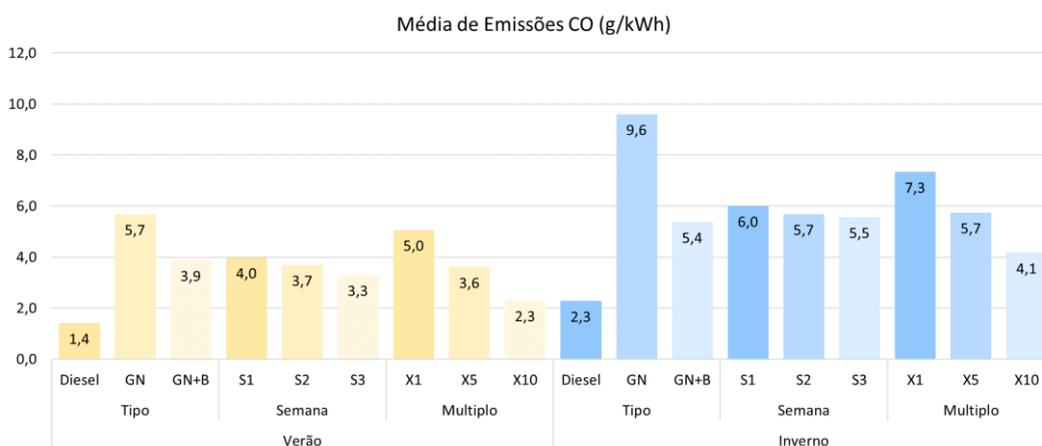


Figura 63: Comparativo das médias de emissão de CO para os diferentes cenários.

Os valores mostram que o Gás Natural possui maior potencial de emissão destes componentes. Mesmo assim, quando se considerou geradores a Gás Natural com baterias ao invés de geradores a Diesel, observa-se menor aumento das emissões, ratificando a estratégia proposta. Com a adoção dos sistemas de armazenamento foi possível considerar geradores de menor porte, operando em patamares de carga mais elevados, com emissões de poluentes reduzidas.

Com relação às diferentes semanas simuladas, observa-se que na semana com menor variação da carga (S3), os valores de emissões são reduzidos. Isso pois são observados maiores patamares de carga, que por sua vez, reduzem os níveis de emissões. Com relação aos diferentes multiplicadores de carga, o resultado observado está de acordo com o esperado, com menores valores de emissões para o maior multiplicador (X10).

A seguir as figuras 64, 65 e 66, respectivamente com as emissões de NOx, MO e CO₂.

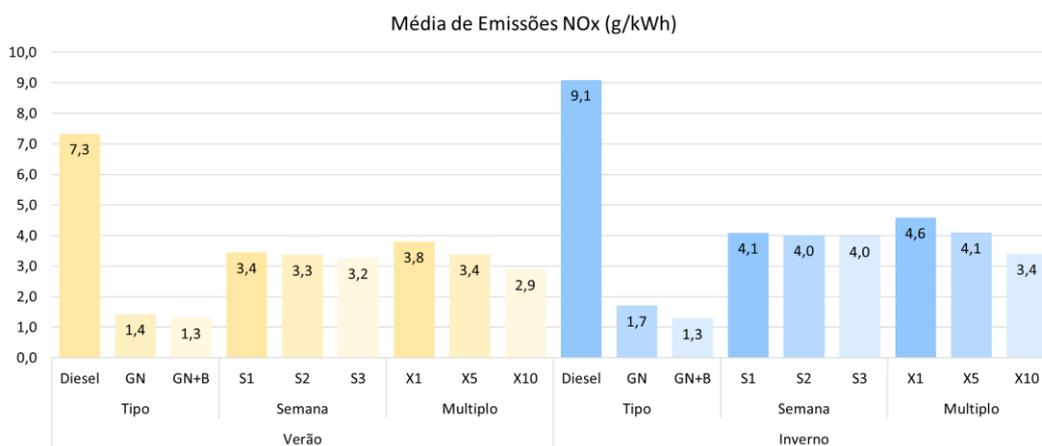


Figura 64: Comparativo das médias de emissão de NOx para os diferentes cenários.

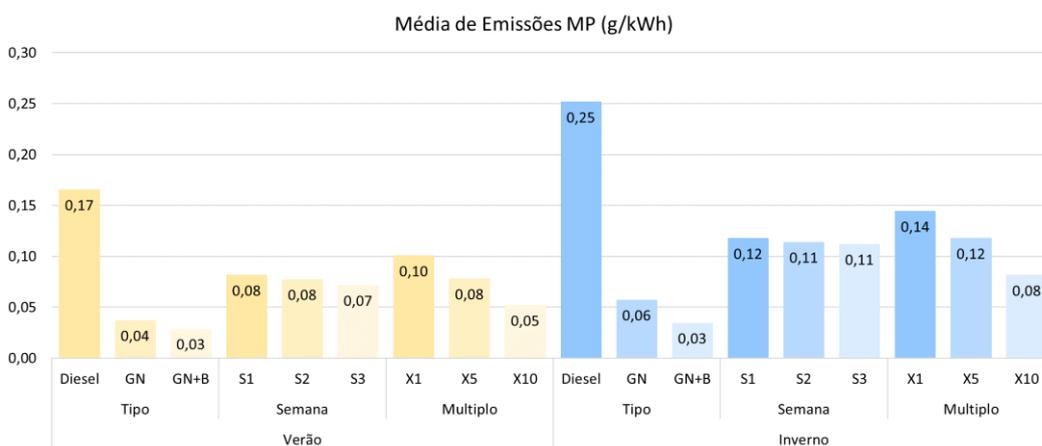


Figura 65: Comparativo das médias de emissão de MP para os diferentes cenários.

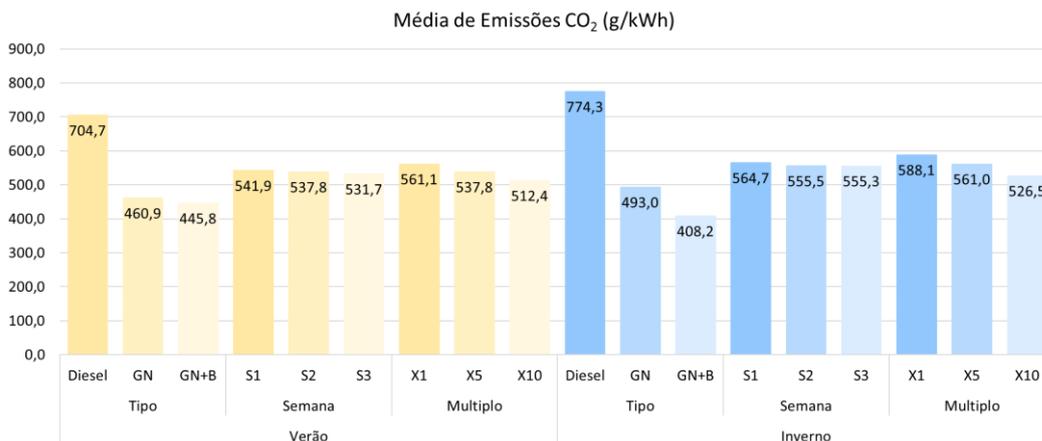


Figura 66: Comparativo das médias de emissão de CO₂ para os diferentes cenários.

Os valores para a média das emissões de óxido de nitrogênio (NO_x), material particulado (MP) e dióxido de carbono (CO₂), mostram que o Gás Natural possui menor potencial de emissão destes componentes. Principalmente quando se considerou geradores a Gás Natural com baterias ao invés de geradores a Diesel, onde é possível observar menor aumento das emissões, ratificando a estratégia proposta neste trabalho. Com relação às diferentes semanas simuladas, observa-se que na semana com menor variação da carga (S3), os valores de emissões são mais reduzidos. Isso pois são observados maiores patamares de carga, que por sua vez, reduzem os níveis de emissões. Com relação aos diferentes multiplicadores de carga, o resultado observado está de acordo com o esperado, com menores valores de emissões para o maior multiplicador (X10). O que se relaciona com aos menores níveis de emissões de poluentes inerente aos geradores de maior porte.

6 Conclusões e Recomendações

No presente trabalho, um sistema híbrido *off-grid*, composto por geração e armazenamento de energia elétrica foi desenvolvido e simulado em ambiente MATLAB/Simulink, com emprego de algoritmos específicos de controle, diferenciados com relação aos aspectos sazonais. Os sistemas foram compostos por geradores a Diesel e Gás Natural em associação com banco de baterias de íons de lítio, ambos com distintas dimensões de acordo com os cenários de simulação. A aplicação do sistema proposto visa atendimento de consumidores de perfil comercial com diferentes níveis de demanda.

Os sistemas foram dimensionados à partir de estimativas de linha de base (com emprego dos geradores a Diesel), posteriormente, foram considerados geradores a Gás Natural, e por fim adicionado o armazenamento de energia. Com isso, os sistemas foram simulados em diversos cenários, e otimizados do ponto de vista operacional, através do controle imposto pelo algoritmo.

A otimização na operação sistemas, permitiu ganhos com redução do consumo específico de combustível, aumento da eficiência dos sistemas, e redução das emissões. Além disso, foi feita uma análise energética dos sistemas, considerando aspectos relacionados às baterias e aos grupos geradores, possibilitando as análises comparativas a seguir.

A primeira análise foi realizada com o objetivo de comparar os cenários simulados com as definições de linha de base, e analisar os seguintes aspectos:

(i) Aumento dos patamares de carga nos grupos geradores

As variações mais intensas nos patamares de carga nos geradores acontecem nas comparações entre o caso base e o caso com armazenamento de energia. Na média dos casos simulados, o aumento foi de 47,8% para o verão, e 47,9% para o inverno.

(ii) Redução do consumo de combustível

Para o consumo específico de combustível, as comparações entre o caso base e o caso com armazenamento de energia, na média dos casos

simulados, a redução foi de 16,5% para o verão, e 30,6% para o inverno. Para o consumo de combustível, na média dos casos simulados, a redução foi de 15,3% para o verão, e 19,7% para o inverno.

(iii) Aumento da eficiência nos geradores

Nas comparações entre o caso base e o caso com armazenamento de energia, na média dos casos simulados, o aumento foi de 19,8% para o verão, e 26,7% para o inverno.

A segunda análise comparativa, foi com relação às estimativas das emissões de poluentes pelos geradores, para cada uma das estratégias de geração.

(i) Aumento das emissões de HC e CO

Os comportamentos dos resultados são semelhantes para ambos os componentes, inclusive com relação à sazonalidade. Os resultados para os casos com armazenamento de energia, apresentam menores elevações nos níveis de emissões. E no pior cenário (verão), os valores de HC e CO são elevados em até 22 e 1,8 vezes respectivamente.

(ii) Redução das emissões de NO_x, MP e CO₂

Os comportamentos dos resultados são semelhantes para estes componentes, excetuando-se a intensidade da redução dos níveis de emissões. Para os casos com armazenamento de energia, no melhor cenário (inverno), os valores de NO_x, MP e CO₂ são reduzidos em até 85,9%, 86,1% e 47,1% respectivamente.

A terceira e última análise comparativa teve o objetivo de determinar a influência dos fatores utilizados para criação dos cenários.

(i) Média do patamar de carga no gerador

Para o verão e inverno, nas comparações entre os tipos de geração, quando se considerou armazenamento de energia, observa-se aumento nos patamares de carga, ratificando a estratégia proposta neste trabalho. Com relação às diferentes semanas, observa-se que na semana com

menor variação da carga (S3) os patamares são mais elevados. Com relação aos diferentes multiplicadores, os patamares são mais elevados para o último multiplicador (X10), por motivos de escolha dos geradores.

(ii) Média do consumo de combustível

Considerando-se o consumo específico de combustível, para o verão e inverno, nas comparações entre os tipos de geração, quando se considerou armazenamento de energia, observa-se redução nas médias de consumo específico. Com relação às diferentes semanas, observam-se os menores valores de consumo específico para as semanas com menor variação da carga (S3). Com relação aos diferentes multiplicadores, novamente o consumo específico será menor para os casos com maiores patamares de carga, ou seja, para o multiplicador X10.

(iii) Média da eficiência nos geradores

Para o verão e inverno, nas comparações entre os tipos de geração, quando se considerou armazenamento, observa-se aumento da eficiência. Com relação às diferentes semanas, observa-se que na semana com menor variação da carga (S3), os valores são mais elevados. Com relação aos diferentes multiplicadores, os maiores valores de eficiência são para o maior multiplicador (X10). Isso se deve a dois motivos: a operação em patamares mais elevados de carga (escolha); e a redução do consumo específico de combustível inerente aos geradores de maior porte.

(iv) Média das emissões

O Gás Natural, em comparação com o Diesel, possui maior potencial de emissão de HC e CO, e menor potencial de emissão de NO_x, MP e CO₂. Nesse caso, e com adoção do armazenamento de energia, nos casos onde ocorre aumento das emissões, o aumento será reduzido. Por sua vez, nos casos onde ocorre redução das emissões, a intensidade desta será maior.

Conclui-se portanto, que a modelagem apresentada e desenvolvida neste trabalho apresentou desempenho satisfatório quando analisados os aspectos operacionais dos sistemas. Principalmente com relação as imposições da lógica de

controle desenvolvida, testada e implementada, tanto para o período do verão, quanto para o período do inverno. O modelo foi capaz de operar sob diversas configurações de sistemas, além de considerar distintas solicitações impostas pelas curvas de carga.

Sobre o entendimento das possíveis configurações dos sistemas que foram analisados, foi possível observar a recorrência da melhora dos resultados para os casos com geradores a Gás Natural em conjunto com armazenamento de energia. Esses resultados ratificam a estratégia proposta no presente trabalho, ressaltando a resiliência operacional alcançada por estes sistemas.

Por fim, o simulador desenvolvido neste trabalho não contemplou uma análise de ciclo de vida dos equipamentos modelados, nem aspectos e/ou avaliações com relação à parâmetros econômico financeiros. Além disso, os seguintes pontos são discriminados como sugestão para implementação em trabalhos futuros:

- (i) Consideração de outras curvas de carga, com perfis típicos de outros tipos de consumidores, outros períodos sazonais. Além de períodos mais longos, visando estimativas com relação aos aspectos econômicos, financeiros e do ciclo de vida dos dispositivos modelados.
- (ii) Modelagem dos diversos aspectos econômicos e financeiros com emprego de ferramentas estatísticas visando modelagem estocástica para o longo prazo.
- (iii) Implementação da lógica de controle com emprego de técnicas mais avançadas, como inteligência artificial/aprendizado de máquina, habilitando outros aspectos como otimização da operação e redução de custos.
- (iv) Emprego de modelos mais avançados do banco de baterias, considerando por exemplo, ciclo de vida, efeitos de temperatura, e outros.
- (v) Avaliação da possibilidade da modelagem em conjunto com outros sistemas de geração e armazenamento de energia.
- (vi) Emprego de metodologias para determinação do custo de cada um dos recursos energéticos empregados, como o custo nivelado de energia.
- (vii) Desenvolvimento de um experimento para validação experimental do modelo/simulador desenvolvido.

Referências bibliográficas

ACEP - Alaska Center for Energy and Power. **Diesel Genator Fuel Consumption Under Dynamic Loading**. Dissertação (mestrado). Fairbanks, AK, USA, 2017.

AGÊNCIA SENADO. **Novo Marco Regulatório do Gás Natural é sancionado sem veto**. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2021/04/09/novo-marco-regulatorio-do-gas-natural-e-sancionado-sem-veto>>. Acessado em: outubro de 2022.

ALBAWAB, M.; GHENAI, C.; BETTAYEB, M.; JANAJREH, I. **Sustainability Performance Index for Ranking Energy Storage Technologies using Multi-Criteria Decision-Making Model and Hybrid Computational Method**, Journal of Energy Storage, v. 32, 2020.

ALRAZEN, H. A.; et al. **A review of the effect of hydrogen addition on the performance and emissions of the compression–ignition engine**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, v. 54, 2016, p. 785-796.

ANEEL. **Aplicação de Consulta de Dados**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>>. Acessado em: agosto de 2022.

ANEEL. **Nota técnica 045/2008 SRG/ANEEL**. Agência Nacional de Energia Elétrica. [S.l.]. 2008.

ANEEL. **Resolução Normativa n. 674**. Agência Nacional de Energia Elétrica, 11 de agosto de 2015 (Diário Oficial, de 18 ago. 2015, seção 1, p. 82).

ANP. **Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2020**. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim_reservas_2020.pdf>. Acessado em: janeiro de 2021.

ARAÚJO, F. B. **Impacto da Geração Distribuída nas Condições de Estabilidade de Tensão**. Dissertação (mestrado). Departamento de Engenharia Elétrica. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2010.

BYD. **Catálogo do fabricante de banco de baterias de íons de lítio BYD**. Disponível em: <https://www.byd.ind.br/2020/wp-content/uploads/2021/05/B-BOX_PRO_138.pdf>. Acessado em: agosto de 2021.

CATERPILLAR BRASIL. **Folhas de dados grupos geradores**. Disponível em: <<https://www.caterpillar.com/pt.html>>. Acessado em: agosto de 2021.

CATERPILLAR EUA. **Folhas de dados grupos geradores**. Disponível em: <https://www.cat.com/en_US.html>. Acessado em: agosto de 2021.

CHANDAK, S.; ROUT, P. K. **The implementation framework of a microgrid: A review**. International Journal of Energy Research, Wiley Online Library, v. 45, 2021, p. 3523-3547.

CHRYSSAKIS, C.; BRINKS H.; KING T. **The fuel trilemma: next generation of marine fuels**. DNV GL Strategic Research and Innovation, Position Paper 03, 2015.

CLASP. **Guidebook for Labels and Standards**. Disponível em: <<http://www.clasponline.org/standard-label/toolkit/guidebook/index.php3>>. Acessado em: janeiro de 2021.

CMGN MME. **Relatório Trimestral Número 12, 2º Trimestre de 2022 - Acompanhamento da Abertura do Mercado de Gás Natural**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/cmgn/publicacoes/copy_of_12RelatrioTrimestralCMGN2T2022.pdf>. Acessado em: outubro de 2022.

COPEL. **Conceituação, Definições e Perguntas Frequentes**. Disponível em:<<https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F0%2F7507b0aba2e082ff0325740f00649745>>. Acessado em: fevereiro de 2022.

DENG, D. **Li-ion batteries: basics, progress, and challenges**. Energy Science & Engineering, Wiley Online Library, v. 3, 2015, p. 385-418.

EHSAN, A.; YANG, Q. **Optimal Integration and Planning of Renewable Distributed Generation in the Power Distribution Networks: A Review of Analytical Techniques**. Applied Energy, v. 210, 2018, p. 44-59.

EPE. **Considerações sobre a Participação do Gás Natural na Matriz Energética no Longo Prazo**. Documento de Apoio ao PNE 2050, 2018.

EPE. **PNE-Plano Nacional de Energia 2050**. Ministério de Minas e Energia. Brasília: MME/EPE, 2020.

EPE. **Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig>>. Acessado em: janeiro de 2021.

EPE. **Recursos Energéticos Distribuídos**. Documento de Apoio ao PNE 2050, 2019.

FERGUSON, C. R.; KIRKPATRICK, A. T. **Internal Combustion Engines: Applied Thermosciences**. Third Edition, United Kingdom: John Wiley & Sons, 2016.

FRAUNHOFER ISI. Institut for System and Innovation Research, **The impact of energy efficiency on decarbonization costs**. Disponível em: <<https://www.isi.fraunhofer.de/>>. Acessado em: janeiro de 2022.

FREUND, S.; ABARR, M.; CASUBOLO, G. **Thermal, Mechanical, and Hybrid Chemical Energy Storage Systems. Chapter 3 - Thermal energy storage**, Elsevier, 1. ed., 2020, p. 65-137.

FORBES. **O custo real das fontes de energia renováveis**. Disponível em: <<https://forbes.com.br/principal/2018/05/o-custo-real-das-fontes-de-energia-renovaveis/>>. Acessado em: junho de 2021.

HARALDSON, L. **LNG as a fuel for environmentally friendly shipping: retrofit perspective**. 33rd Motorship Propulsion & Emissions Conference, Copenhagen 11–12, 2011.

HASHMI, M. U.; BUŠIĆ, A. **Limiting Energy Storage Cycles of Operation**. 10th IEEE Green Technologies Conference (GreenTech 2018), 2018, Austin, TX, United States.

HEYWOOD, J.B. **Internal Combustion Engine Fundamentals**. New York: McGraw-Hill, 1988.

HIRTH, L.; RADEBACH, A. **The Market Value of Wind and Solar Power: An Analytical Approach**. SSRN Electronic Journal, USAEE Working Paper No. 16-241, 2016.

HIRTH, L. **The market value of variable renewables**. EUI RSCAS, Loyola de Palacio Programme on Energy Policy, EUI Research Repository, 2013.

IEA, **Novo Mercado de Gás-The Brazilian gas market enters a new era**. Disponível em: <<https://www.iea.org/commentaries/novo-mercado-de-gas-the-brazilian-gas-market-enters-a-new-era>>. Acessado em: março de 2022.

IEA. **Renewables share of electricity generation in selected countries and regions, 2000-2020**. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/renewables-share-of-electricity-generation-in-selected-countries-and-regions-2000-2020>>. Acessado em: julho de 2022.

INEE. **Jayme Buarque de Hollanda, do INEE: Você sabe o que é ancilar?**, Entrevista para a Agência CanalEnergia em 29/09/2006. Disponível em:<http://www.inee.org.br/informacoes_imprensa_artigo.asp?id=293&Cat=info>. Acessado em: Agosto de 2021.

JACKEY. R. A. **A Simple, Effective Lead-Acid Battery Modeling Process for Electrical System Component Selection**. The Mathworks Inc. 2007.

JORNAL ESTADO DE MINAS. **Oferta de gás natural no Brasil pode dobrar em 10 anos**. Disponível em: <https://www.em.com.br/app/noticia/economia/2019/09/15/internas_economia,1085249/oferta-de-gas-natural-no-brasil-pode-dobrar-em-10-anos.shtml>. Acessado em: junho de 2021.

JORNE, J. **The Chalkboard: C Rating of Batteries: A Misleading Concept, C Flux Rather than C Rate**. The Electrochemical Society Interface, v. 27, 2018, p. 42-43.

KUMAR, D. **An Analysis of Earth System Approach to the Global Pact for the Environment**. International Environmental Law-making and Diplomacy Review, 2020.

LECHNER, H. **Queima de combustíveis gasosos versus combustíveis líquidos**. Seminário Gás Natural e Meio Ambiente. Palestras. São Paulo, 1997.

LÉON, A. **Hydrogen technology: mobile and portable applications**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2008.

LEVANDER, O. **Dual-fuel engines: latest developments**. Wartsila, 27.9.2011, Hamburg, Germany. Disponível em: <<http://www.ship-efficiency.org/onTEAM/pdf/PPTLevander.pdf>>. Acessado em: janeiro de 2022.

LOPES, J. A. P.; MADUREIRA, A. G.; MATOS M.; et al. **The future of power systems: Challenges, trends, and upcoming paradigms**. WIREs Energy and Environment, 2019.

LOVELOCK, J. **Gaia: A New Look at Life on Earth**. Oxford University Press, 1979.

LUO, X.; WANG, J.; DOONER, M.; CLARKE, J. **Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation**, Applied Energy, v. 137, 2015, p. 511-536.

MAEYAERT, L.; VANDELVELDE, L.; DÖRING, T. **Battery Storage for Ancillary Services in Smart Distribution Grids**. Journal of Energy Storage, v. 30, 2020.

MAHIAN, O.; JAVIDMEHR, M.; KASAEIAN, A.; MOHASSEB, S.; PANAHI, M. **Optimal sizing and performance assessment of a hybrid combined heat and power system with energy storage for residential buildings**. Energy Conversion and Management, v. 211, 2020.

MALHEIRO, A.; CASTRO, P. M.; LIMA, R. M.; ESTANQUEIRO, A. **Integrated sizing and scheduling of wind/PV/diesel/battery isolated systems**. Renewable Energy, v. 83, 2015, p. 646-657.

MASSAGUÉ, E. B.; GARCÍA, F. J. C.; CRENDE, I. G.; et al. **A review of energy storage technologies for large scale photovoltaic power plants**, Applied Energy, v. 274, 2020.

MCGILL, R.; REMLEY, W.; WINTHER, K. **Alternative fuels for marine applications. A report from the IEA advanced motor fuels implementing agreement report.** Disponível em: <http://www.iea-amf.org/app/webroot/files/file/Annex%20Reports/AMF_Annex_41.pdf>. Acessado em: fevereiro de 2022.

MELCHIADES, A. **Estudo Teórico/experimental de um Forno à Gás Natural para a Indústria Cerâmica.** Dissertação (mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Campina Grande, 2012.

MIRANDA, M. M. **Fator de Emissão de Gases de Efeito Estufa na Geração de Energia Elétrica no Brasil: Implicações da Aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida.** Dissertação (mestrado). Programa de Pós-Graduação em Ciências da Engenharia Ambiental, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2012.

MME. **Novo Mercado de Gás.** Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas>>. Acessado em: outubro de 2022.

MOHR, H.; BAUFELD, T. **Improvement of dual-fuel engine technology for current and future applications.** CIMAC paper no. 412, CIMAC Congress, Shanghai, China, 2013.

MORAN, M. J.; SHAPIRO, H. N. **Princípios de Termodinâmica para Engenharia.** 8. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2018.

MOREIRA, J. R. S. et al., **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.** Rio de Janeiro: LTC, 2019.

NASA. National Research Council. **Earth System Science. Overview: A Program for global Change.** National Academies Press, 1986.

NETO, A. H.; et al. organização José Roberto Simões Moreira. **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**, 1. ed. – [Reimpr.]. Rio de Janeiro: LTC, 2019. ISBN: 978-85-216-3025-8

PEFFLEY, T. B.; PEARCE, J. M. **The Potential for Grid Defection of Small and Medium Sized Enterprises Using Solar Photovoltaic, Battery and Generator Hybrid Systems.** Renewable Energy, 2019.

PROCEL. **Resultados PROCEL 2019 Ano Base 2018.** Disponível em: <http://www.procelinfo.com.br/resultadosprocel2019/Procel_rel_2019_web.pdf>. Acessado em: junho de 2022.

REIS, L. B. **Geração de Energia Elétrica.** Barueri: Manole, 2017

REIS, L. B.; FADIGAS, E. A.; CARVALHO, C.E. **Energia, Recursos Naturais e a Prática do Desenvolvimento Sustentável.** 2. ed. Barueri, SP: Manole, 2012 (Coleção Ambiental).

SABIHUDDIN, S.; KIPRAKIS, A. E.; MUELLER, M. **A Numerical and Graphical Review of Energy Storage Technologies**, MDPI/Energies, v. 8, 2015, p. 172-216.

SAFOUTIN, M.; CHERRY, J.; MCDONALD, J.; LEE, S. **Effect of Current and SOC on Round-Trip Energy Efficiency of a Lithium-Iron Phosphate (LiFePO₄) Battery Pack.** SAE Technical Paper, 2015.

SAFT. **Catálogo do fabricante de banco de baterias de íons de lítio SAFT.** Disponível em: <<https://www.saftbatteries.com/products->

solutions/products/intensium%C2%AE-max-20-high-energy?per_page=48>.
Acessado em: agosto de 2021.

SCHLICK, H. **Potentials and challenges of gas and dual-fuel engines for marine application**. 5th CIMAC CASCADES, Busan, Korea, 2014. Disponível em: <https://www.cimac.com/cms/upload/events/cascades/cascades_2014_busan/presentations/Presentation_Session2_AVL_CASCADES_Busan_Oct2014_Harald_Schlick.pdf>. Acessado em: janeiro de 2022.

SCHMIDT, O.; MELCHIOR, S.; HAWKES, A.; Staffell, I. **Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies**. Joule, v. 3, 2019, p. 81-100.

SPEIGHT J. G. **Handbook of Natural Gas Analysis**. 1. ed. John Wiley & Sons, Inc., 2018.

SPEIGHT J. G. **Natural Gas - A Basic Handbook**. Elsevier - Gulf Professional Publishing, 2. ed., 2019.

SPRAKE, D.; VAGAPOV, Y.; LUPIN, S.; ANUCHIN, A. **Housing Estate Energy Storage Feasibility for a 2050 Scenario**. 2017 Internet Technologies and Applications (ITA), 2017, p. 137-142.

SRINIVASAN, K.; AGARWAL, A.; KRISHNAN, S.; MULONE, V. **Natural Gas Engines For Transportation and Power Generation**. Springer, 2019, p. 169-179.

STEFFEN, W.; RICHARDSON, K.; ROCKSTRÖM, J.; et al. **The emergence and evolution of Earth System Science**. Nature Reviews Earth & Environment, 2020.

UECKERDT, F.; HIRTH, L.; LUDERER, G.; EDENHOFER, O. **System LCOE: What are the costs of variable renewables?** Energy, v. 63, 2013, p. 61-75.

VERNADSKY, V. I. **La Géochimie**. Librairie Félix Acan, 1924.

VIEIRA, E. M.; FARIAS, E. S. **Estudo de Possíveis Fontes de Combustível com Base no Poder Calorífico e Exergia Química para Fundação de Alumínio**. Revista Eletrônica Ifes Ciência, v.7, 2021, p. 01-09.

WARTSILA. **Folhas de dados grupos geradores**. Disponível em: <<https://www.wartsila.com/>>. Acessado em: agosto de 2021.

WHEELER, K. R., **Efficient Operation of Diesel Generator Sets in Remote Environments**. Dissertação (mestrado). Virginia Tech, 2017.

WU, D.; TANG, F.; DRAGICEVIC, T.; VASQUEZ, J.C.; GUERRERO, J.M. **A Control Architecture to Coordinate Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems in Islanded Microgrids**, IEEE Transactions on Smart Grid, v. 6, 2016, p. 1156-1166.

Anexos

Anexo A – Resumo dos Resultados

Definições das colunas - Parâmetros dos Casos

- CV Semanal (%): coeficiente de variação da carga, calculado de forma segregada para cada semana, ou seja, considerando os dados da curva pelo período de uma semana completa;

- Multiplicador: é o fator que multiplica todos os pontos da curva de carga original, gerando dessa forma, outras curvas de carga;

- Carga Máxima (kWh): é o maior valor da carga observado considerando todos os pontos da curva de carga para uma mesma semana;

- Carga Média (kWh): é a média de todos os valores contidos na curva de carga para uma mesma semana;

- Tipo Geração: é a especificação do combustível e modo de geração de energia para cada cenário simulado. Sendo “D” para os geradores a Diesel, “GN” para os geradores a Gás Natural e “GN+B” para os casos com geradores a Gás Natural em conjunto com bancos de baterias;

- Potência Geração (kW): é a potência máxima do gerador empregado para cada cenário simulado;

- Bateria (kWh): é a capacidade máxima de armazenamento de energia nos bancos de baterias para cada cenário simulado;

Definições das colunas - Valores Médios

- Carga Gerador (%): é a média do patamar de carga (ou aceleração) no grupo gerador para cada cenário simulado;

- CEC (MJ/kWh): é a média do consumo específico de combustível do grupo gerador para cada cenário simulado;

- Consumo Combustível (MJ/h): é a média do consumo de combustível do grupo gerador para cada cenário simulado;

- Eficiência (%): é a média da eficiência do grupo gerador para cada cenário simulado;

- Δ CB (%): é o valor, em percentual, da variação de determinada variável de saída do modelo, quando comparada com o resultado obtido para o caso definido como linha de base para cada cenário simulado;

Definições das colunas - Valores Pontuais

- EDC Mínimo (%): é o valor mínimo, para o estado de carga dos bancos de baterias, que pode ser observado considerando todos os pontos da curva para uma mesma semana simulada;

- Taxa C Máxima (-): é o valor máximo, para a taxa c dos bancos de baterias, que pode ser observado considerando todos os pontos da curva para uma mesma semana simulada;

- Uso Máximo (h): é o valor máximo da duração de um ciclo completo de carga e descarga dos bancos de baterias, que pode ser observado considerando uma mesma semana simulada;

Quadro 17: Resumo dos resultados para os casos no período do verão.

Resultados Verão																														
Consumo de Combustível e Banco de Baterias																	Emissão de Poluentes													
Parâmetros dos Casos							Valores Médios						Valores Pontuais				Valores Médios													
CV Sem. (%)	Mult.	Carga Máx. (kW)	Carga Med. (kW)	Tipo Ger.	Pot. Ger. (kW)	Bat. (kWh)	Carga Gerador (%)	Δ CB (%)	CEC (MJ/kWh)	Δ CB (%)	Consumo (MJ/h)	Δ CB (%)	Efic. (%)	Δ CB (%)	EDC Mín. (%)	Taxa C Máx. (-)	Uso Máx. (h)	NOx (g/kWh)	Δ CB (%)	CO (g/kWh)	Δ CB (%)	HC (g/kWh)	Δ CB (%)	MP (g/kWh)	Δ CB (%)	CO ₂ (g/kWh)	Δ CB (%)			
Maior - 27,17%	x1	518,8	288,2	D	600	-	48,52	-	10,67	-	3063,00	-	33,85	-	-	-	-	8,63	-	2,04	-	0,57	-	0,2292	-	756,50	-			
				GN	600	-	48,52	0,0%	9,13	-14,5%	2623,00	-14,4%	39,55	16,8%	-	-	-	-	-	1,60	-81,5%	8,35	309,7%	15,77	2681,3%	0,0506	-77,9%	482,90	-36,2%	
				GN + B	400	900	72,68	49,8%	8,61	-19,3%	2476,00	-19,2%	41,91	23,8%	24,68	0,16	17,50	-	-	1,43	-83,5%	5,85	187,3%	12,27	2064,0%	0,0378	-83,5%	459,70	-39,2%	
	x5	2594,0	1444,1	D	3150	-	46,21	-	10,03	-	14390,00	-	36,01	-	-	-	-	-	7,62	-	1,54	-	0,45	-	0,1799	-	716,60	-		
				GN	3000	-	48,52	5,0%	8,67	-13,5%	12480,00	-13,3%	41,60	15,5%	-	-	-	-	-	1,45	-81,0%	6,12	297,8%	12,65	2695,0%	0,0392	-78,2%	464,70	-35,2%	
				GN + B	2000	4500	72,68	57,3%	8,24	-17,8%	11880,00	-17,4%	43,74	21,5%	24,68	0,16	17,50	-	-	1,30	-82,9%	4,06	163,9%	9,76	2055,3%	0,0286	-84,1%	447,80	-37,5%	
	x10	5188,0	2882,0	D	5200	-	55,98	-	9,19	-	26510,00	-	39,24	-	-	-	-	-	6,30	-	0,89	-	0,30	-	0,1153	-	664,40	-		
				GN	5088	-	57,22	2,2%	8,21	-10,6%	23640,00	-10,8%	43,94	12,0%	-	-	-	-	-	1,29	-79,6%	3,86	335,0%	9,47	3029,9%	0,0276	-76,1%	446,10	-32,9%	
				GN + B	4000	9000	72,68	29,8%	8,01	-12,8%	23100,00	-12,9%	44,98	14,6%	24,68	0,16	17,50	-	-	1,22	-80,6%	2,94	231,7%	8,18	2603,9%	0,0229	-80,2%	438,60	-34,0%	
	Mediano - 22,58%	x1	471,2	300,3	D	600	-	50,55	-	10,52	-	3158,00	-	34,30	-	-	-	-	8,41	-	1,93	-	0,54	-	0,2189	-	748,10	-		
					GN	600	-	50,55	0,0%	9,03	-14,1%	2713,00	-14,1%	39,94	16,4%	-	-	-	-	-	1,57	-81,3%	7,95	311,4%	15,22	2702,4%	0,0486	-77,8%	479,70	-35,9%
					GN + B	400	900	77,30	52,9%	8,50	-19,2%	2603,00	-17,6%	42,45	23,8%	49,59	0,13	16,83	-	-	1,39	-83,4%	5,37	178,0%	11,60	2035,9%	0,0354	-83,9%	458,50	-38,7%
x5		2356,0	1501,0	D	3150	-	48,14	-	9,90	-	14850,00	-	36,47	-	-	-	-	-	7,44	-	1,45	-	0,43	-	0,1708	-	709,30	-		
				GN	3000	-	50,55	5,0%	8,58	-13,3%	12900,00	-13,1%	42,03	15,2%	-	-	-	-	-	1,42	-80,9%	5,73	295,8%	12,10	2703,5%	0,0372	-78,2%	461,50	-34,9%	
				GN + B	2000	4500	77,30	60,6%	8,15	-17,6%	12510,00	-15,8%	44,22	21,3%	49,59	0,13	16,83	-	-	1,28	-82,9%	3,68	154,1%	9,22	2035,3%	0,0267	-84,4%	444,60	-37,3%	
x10		4712,0	3003,0	D	5200	-	58,33	-	9,10	-	27410,00	-	39,63	-	-	-	-	-	6,18	-	0,82	-	0,29	-	0,1091	-	659,40	-		
				GN	5088	-	59,61	2,2%	8,13	-10,6%	24460,00	-10,8%	44,36	11,9%	-	-	-	-	-	1,26	-79,5%	3,51	326,0%	8,99	3017,6%	0,0258	-76,3%	443,30	-32,8%	
				GN + B	4000	9000	77,30	32,5%	7,93	-12,9%	24320,00	-11,3%	45,48	14,8%	49,59	0,13	16,83	-	-	1,20	-80,6%	2,57	211,7%	7,66	2557,5%	0,0210	-80,8%	435,50	-34,0%	
Menor - 18,29%		x1	454,2	321,8	D	600	-	54,18	-	10,33	-	3337,00	-	34,89	-	-	-	-	8,12	-	1,79	-	0,51	-	0,2044	-	736,40	-		
					GN	600	-	54,18	0,0%	8,90	-13,8%	2874,00	-13,9%	40,51	16,1%	-	-	-	-	-	1,53	-81,2%	7,30	308,3%	14,30	2706,7%	0,0452	-77,9%	474,30	-35,6%
					GN + B	400	900	83,03	53,2%	8,38	-18,9%	2767,00	-17,1%	43,01	23,3%	73,37	0,11	14,83	-	-	1,35	-83,3%	4,82	169,8%	10,82	2023,7%	0,0325	-84,1%	454,00	-38,3%
	x5	2271,2	1609,0	D	3150	-	51,60	-	9,73	-	15700,00	-	37,08	-	-	-	-	-	7,16	-	1,31	-	0,40	-	0,1575	-	698,50	-		
				GN	3000	-	54,18	5,0%	8,46	-13,0%	13670,00	-12,9%	42,61	14,9%	-	-	-	-	-	1,38	-80,8%	5,13	290,7%	11,26	2711,5%	0,0341	-78,3%	456,50	-34,6%	
				GN + B	2000	4500	83,03	60,9%	8,06	-17,1%	13320,00	-15,2%	44,70	20,6%	73,37	0,11	14,83	-	-	1,25	-82,6%	3,25	147,3%	8,61	2049,8%	0,0244	-84,5%	441,10	-36,9%	
	x10	4542,4	3218,0	D	5200	-	62,52	-	9,00	-	29140,00	-	40,05	-	-	-	-	-	6,02	-	0,75	-	0,27	-	0,1012	-	653,00	-		
				GN	5088	-	63,89	2,2%	8,03	-10,8%	25960,00	-10,9%	44,91	12,1%	-	-	-	-	-	1,23	-79,6%	3,00	302,4%	8,26	2960,4%	0,0232	-77,1%	439,10	-32,8%	
				GN + B	4000	9000	83,03	32,8%	7,84	-12,9%	25900,00	-11,1%	45,97	14,8%	73,37	0,11	14,83	-	-	1,17	-80,6%	2,15	188,5%	7,07	2518,1%	0,0188	-81,4%	432,10	-33,8%	

Quadro 18: Resumo dos resultados para os casos no período do inverno.

Resultados Inverno																														
Consumo de Combustível e Banco de Baterias																		Emissão de Poluentes												
Parâmetros dos Casos						Valores Médios						Valores Pontuais						Valores Médios												
CV Sem. (%)	Mult.	Carga Máx. (kW)	Carga Med. (kW)	Tipo Ger.	Pot. Ger. (kW)	Bat. (kWh)	Carga Gerador (%)	Δ CB (%)	CEC (MJ/kWh)	Δ CB (%)	Consumo (MJ/h)	Δ CB (%)	Efic. (%)	Δ CB (%)	EDC Mín. (%)	Taxa C Máx. (-)	Uso Máx. (h)	NOx (g/kWh)	Δ CB (%)	CO (g/kWh)	Δ CB (%)	HC (g/kWh)	Δ CB (%)	MP (g/kWh)	Δ CB (%)	CO ₂ (g/kWh)	Δ CB (%)			
Maior - 19,66%	x1	268,0	178,3	D	600	-	30,01	-	11,95	-	2130,00	-	30,23	-	-	-	-	10,62	-	3,02	-	0,79	-	0,3265	-	835,10	-			
				GN	600	-	30,01	0,0%	9,94	-16,8%	1777,00	-16,6%	36,28	20,0%	-	-	-	-	-	1,87	-82,4%	12,28	306,9%	21,30	2586,3%	0,0708	-78,3%	515,20	-38,3%	
				GN + B	400	900	45,64	52,1%	8,19	-31,4%	1652,00	-22,4%	39,57	30,9%	19,33	0,11	24,50	1,44	-86,5%	7,51	148,8%	14,19	1689,6%	0,0455	-86,1%	434,20	-48,0%			
	x5	1339,8	891,4	D	3150	-	28,58	-	11,19	-	9972,00	-	32,28	-	-	-	-	9,42	-	2,43	-	0,66	-	0,2678	-	787,70	-			
				GN	3000	-	30,01	5,0%	9,49	-15,2%	8471,00	-15,1%	38,04	17,8%	-	-	-	-	-	1,72	-81,8%	10,05	314,3%	18,17	2666,9%	0,0594	-77,8%	496,90	-36,9%	
				GN + B	2000	4500	45,64	59,7%	7,77	-30,6%	7847,00	-21,3%	41,67	29,1%	19,33	0,11	24,50	1,30	-86,2%	5,47	125,6%	11,33	1625,3%	0,0351	-86,9%	417,50	-47,0%			
	x10	2679,6	1783,0	D	5200	-	34,63	-	9,99	-	17860,00	-	36,09	-	-	-	-	-	7,56	-	1,51	-	0,45	-	0,1767	-	714,00	-		
				GN	5088	-	35,39	2,2%	8,89	-11,0%	15910,00	-10,9%	40,53	12,3%	-	-	-	-	-	1,52	-79,9%	7,17	375,8%	14,12	3072,3%	0,0446	-74,8%	473,30	-33,7%	
				GN + B	4000	9000	45,64	31,8%	7,56	-24,3%	15260,00	-14,6%	42,86	18,8%	19,33	0,11	24,50	1,22	-83,8%	4,42	193,1%	9,84	2111,6%	0,0297	-83,2%	408,80	-42,7%			
	Mediano - 17,93%	x1	270,5	182,0	D	600	-	30,64	-	11,85	-	2161,00	-	30,45	-	-	-	-	10,47	-	2,95	-	0,78	-	0,3193	-	829,30	-		
					GN	600	-	30,64	0,0%	9,88	-16,6%	1806,00	-16,4%	36,49	19,8%	-	-	-	-	-	1,85	-82,3%	11,98	306,8%	20,88	2590,4%	0,0692	-78,3%	512,70	-38,2%
					GN + B	400	900	46,01	50,2%	7,76	-34,5%	1650,00	-23,6%	40,01	31,4%	11,15	0,11	25,17	1,35	-87,1%	6,79	130,6%	13,03	1578,9%	0,0416	-87,0%	412,90	-50,2%		
x5		1352,4	910,0	D	3150	-	29,18	-	11,10	-	10120,00	-	32,52	-	-	-	-	-	9,28	-	2,36	-	0,64	-	0,2610	-	782,20	-		
				GN	3000	-	30,64	5,0%	9,42	-15,1%	8604,00	-15,0%	38,27	17,7%	-	-	-	-	-	1,70	-81,7%	9,74	312,8%	17,73	2666,4%	0,0577	-77,9%	494,30	-36,8%	
				GN + B	2000	4500	46,01	57,7%	7,38	-33,5%	7839,00	-22,5%	42,11	29,5%	11,15	0,11	25,17	1,22	-86,9%	4,89	107,2%	10,35	1514,9%	0,0318	-87,8%	397,30	-49,2%			
x10		2704,8	1820,0	D	5200	-	35,35	-	9,94	-	18150,00	-	36,29	-	-	-	-	-	7,46	-	1,46	-	0,43	-	0,1720	-	710,20	-		
				GN	5088	-	36,13	2,2%	8,85	-10,9%	16180,00	-10,9%	40,73	12,2%	-	-	-	-	-	1,50	-79,9%	6,94	375,9%	13,80	3078,3%	0,0434	-74,8%	471,40	-33,6%	
				GN + B	4000	9000	46,01	30,2%	7,17	-27,8%	15240,00	-16,0%	43,31	19,3%	11,15	0,11	25,17	1,15	-84,6%	3,88	166,1%	8,94	1959,6%	0,0266	-84,5%	389,00	-45,2%			
Menor - 16,56%		x1	286,4	185,3	D	600	-	31,19	-	11,79	-	2191,00	-	30,61	-	-	-	-	10,35	-	2,89	-	0,76	-	0,3138	-	824,80	-		
					GN	600	-	31,19	0,0%	9,84	-16,5%	1833,00	-16,3%	36,62	19,6%	-	-	-	-	-	1,84	-82,3%	11,77	307,3%	20,58	2596,2%	0,0682	-78,3%	510,90	-38,1%
					GN + B	400	900	48,08	54,2%	7,83	-33,6%	1712,00	-21,9%	40,30	31,7%	19,39	0,10	27,67	1,36	-86,9%	6,68	131,0%	12,93	1594,0%	0,0411	-86,9%	417,80	-49,3%		
	x5	1432,2	926,5	D	3150	-	29,71	-	11,04	-	10260,00	-	32,68	-	-	-	-	-	9,18	-	2,31	-	0,63	-	0,2560	-	778,10	-		
				GN	3000	-	31,19	5,0%	9,38	-15,0%	8731,00	-14,9%	38,43	17,6%	-	-	-	-	-	1,68	-81,7%	9,51	312,2%	17,41	2667,0%	0,0566	-77,9%	492,40	-36,7%	
				GN + B	2000	4500	48,08	61,8%	7,45	-32,6%	8139,00	-20,7%	42,39	29,7%	19,39	0,10	27,67	1,22	-86,7%	4,77	106,8%	10,25	1529,1%	0,0313	-87,8%	402,20	-48,3%			
	x10	2864,4	1853,0	D	5200	-	35,99	-	9,90	-	18420,00	-	36,43	-	-	-	-	-	7,38	-	1,42	-	0,43	-	0,1684	-	707,40	-		
				GN	5088	-	36,78	2,2%	8,82	-10,9%	16440,00	-10,7%	40,85	12,1%	-	-	-	-	-	1,49	-79,8%	6,78	376,3%	13,58	3087,8%	0,0426	-74,7%	470,10	-33,5%	
				GN + B	4000	9000	48,08	33,6%	7,24	-26,8%	15830,00	-14,1%	43,60	19,7%	19,39	0,10	27,67	1,15	-84,4%	3,76	163,9%	8,83	1971,6%	0,0261	-84,5%	393,90	-44,3%			

Anexo B – Resultados Gráficos Verão – Multiplicadores 5 e 10

Semana com maior coeficiente de variação da carga (S1)

Multiplicador (x5)

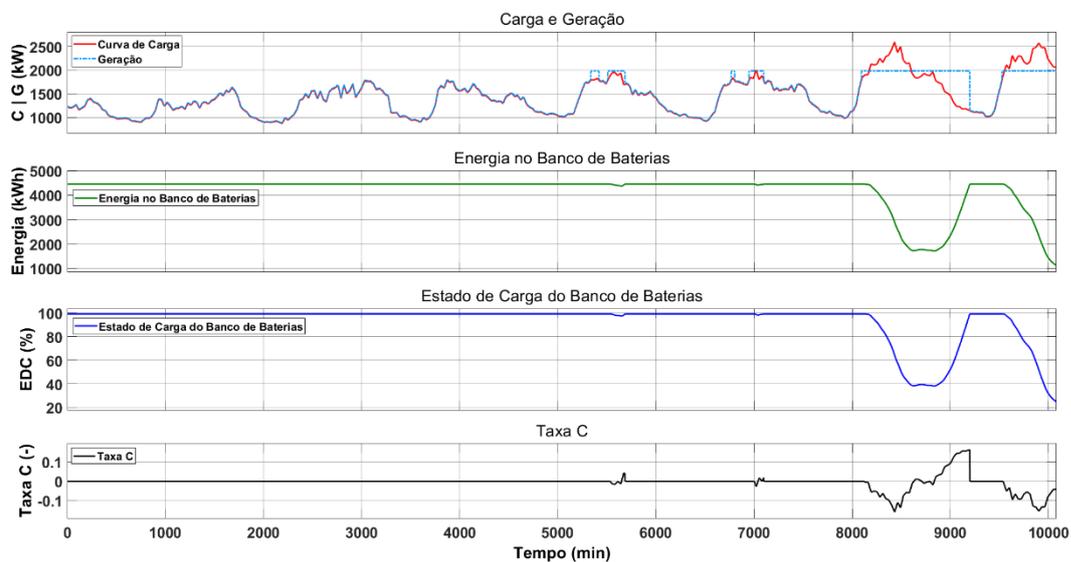


Gráfico 25: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S1 com multiplicador de carga X5 no verão.

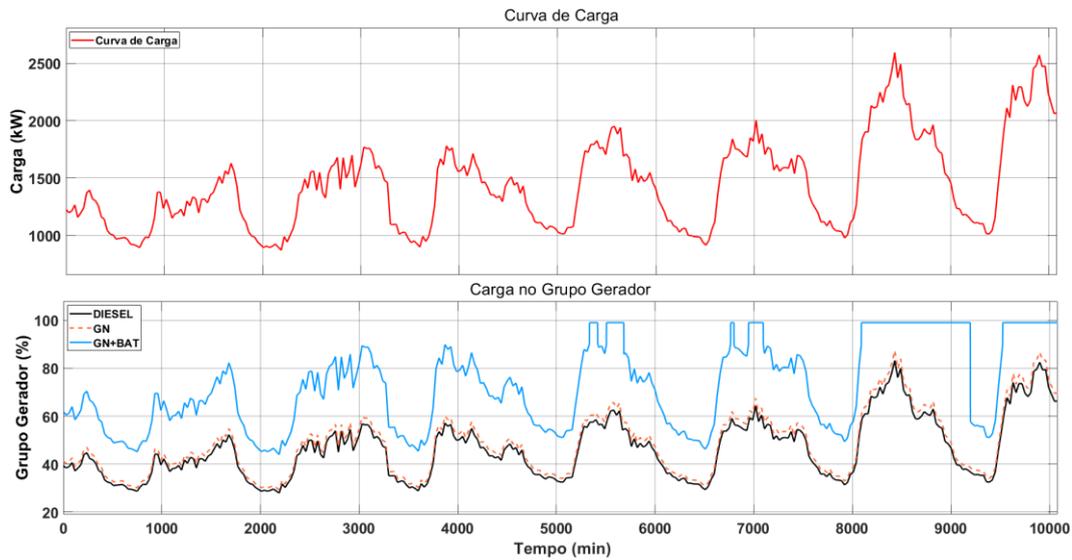


Gráfico 26: Curva de carga e patamar de geração na semana S1 com multiplicador de carga X5 no verão.

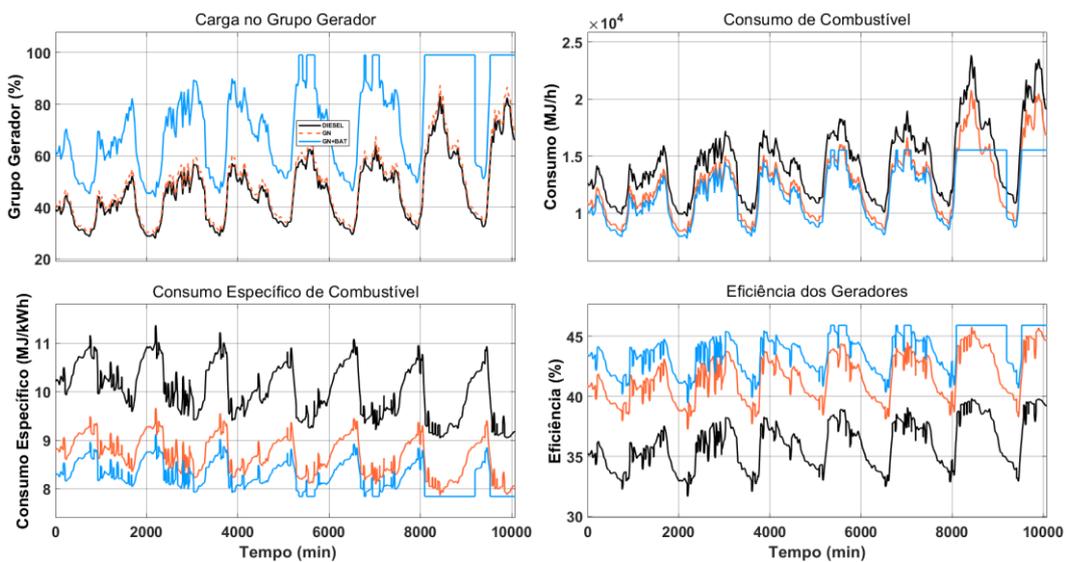


Gráfico 27: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S1 com multiplicador de carga X5 no verão.

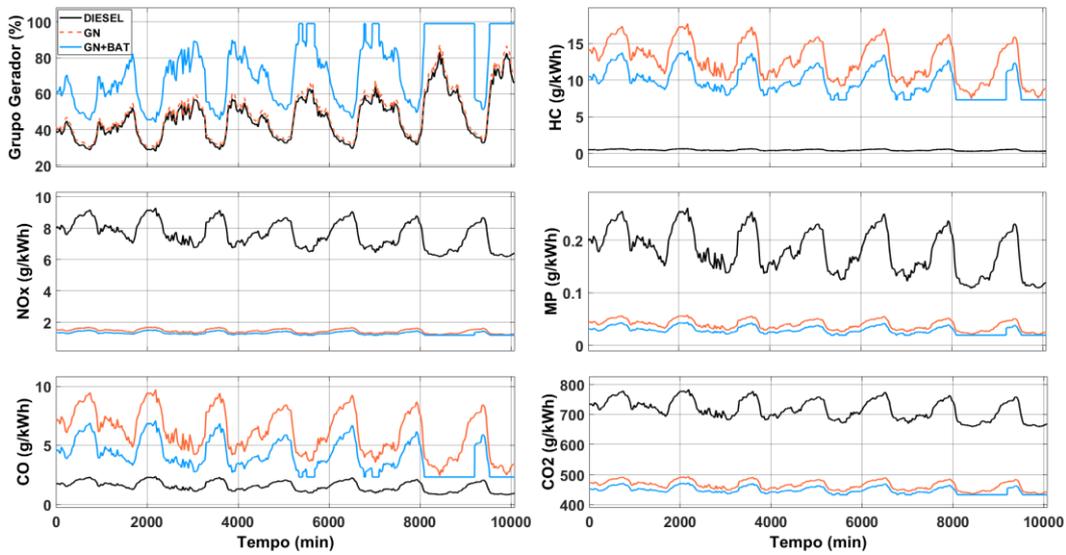


Gráfico 28: Emissões de poluentes na semana S1 com multiplicador de carga X5 no verão.

Multiplicador (x10)

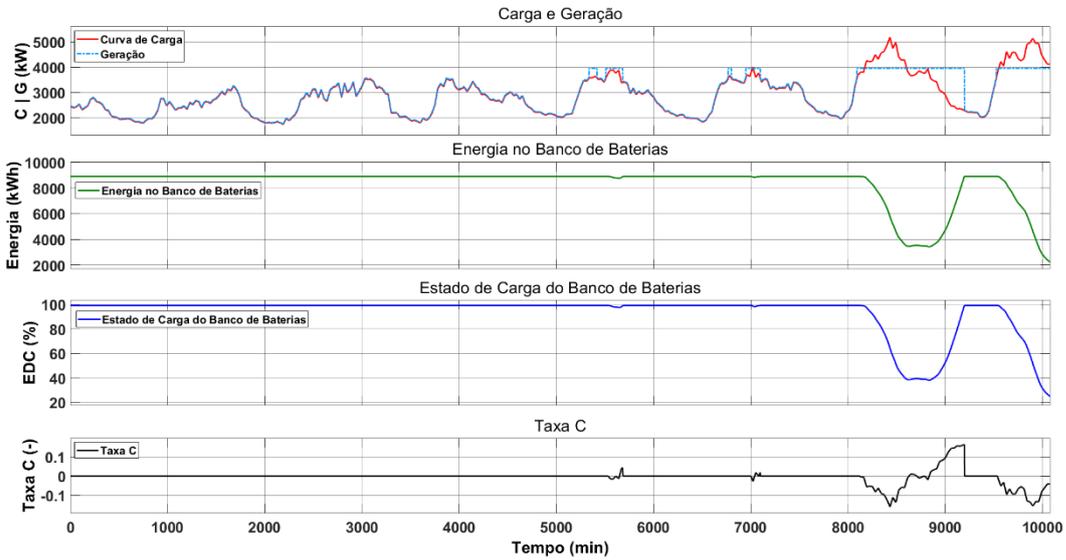


Gráfico 29: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S1 com multiplicador de carga X10 no verão.

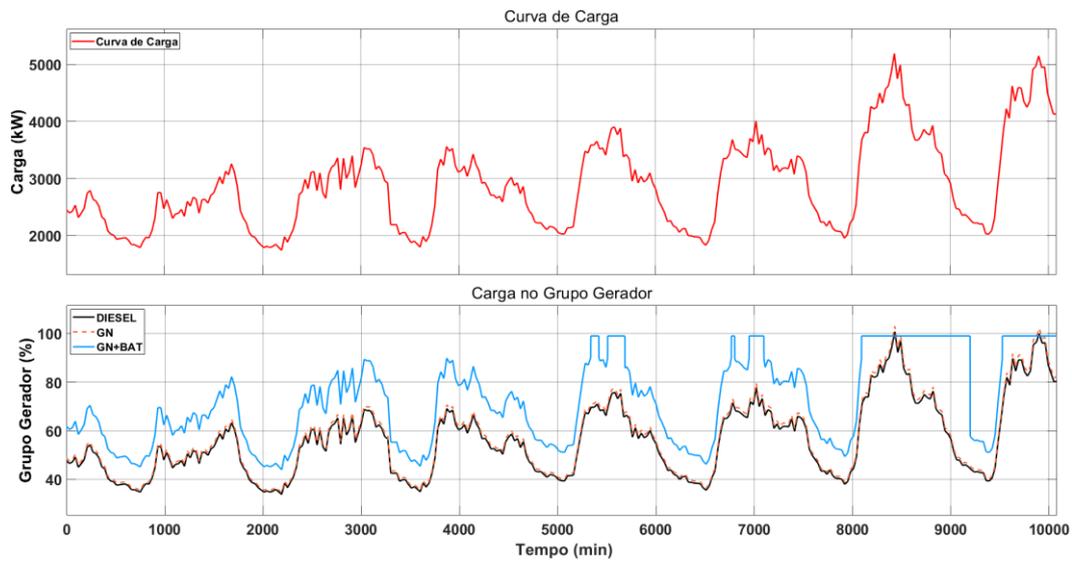


Gráfico 30: Curva de carga e patamar de geração na semana S1 com multiplicador de carga X10 no verão.

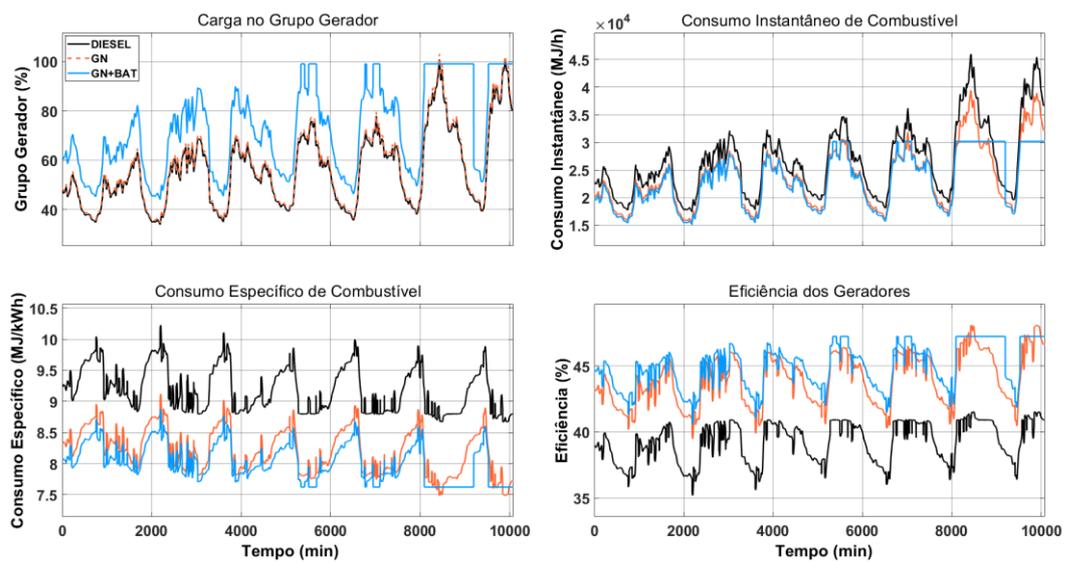


Gráfico 31: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S1 com multiplicador de carga X10 no verão

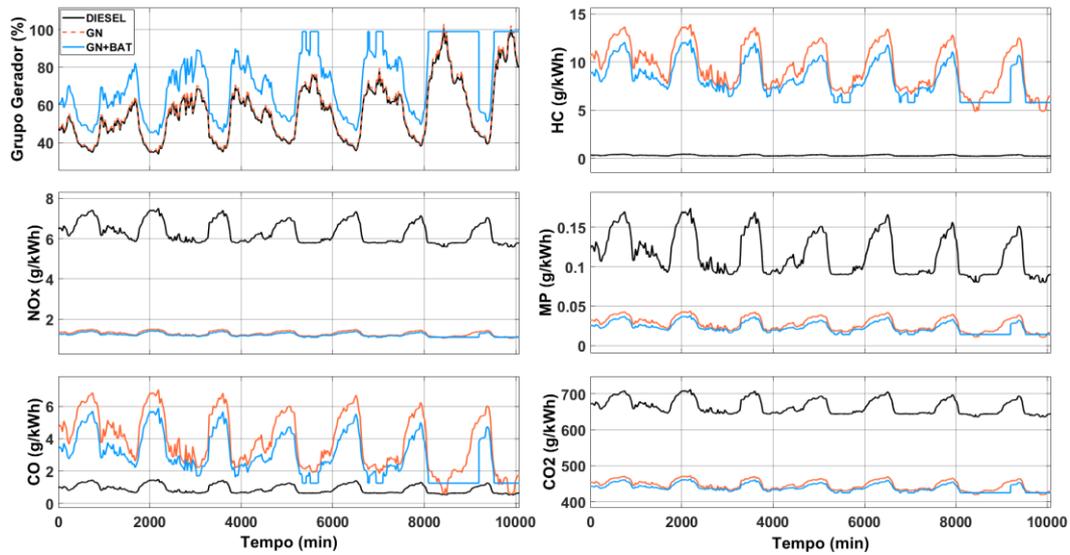


Gráfico 32: Emissões de poluentes na semana S1 com multiplicador de carga X10 no verão.

Semana com coeficiente de variação da carga mediano (S2)

Multiplicador (x5)

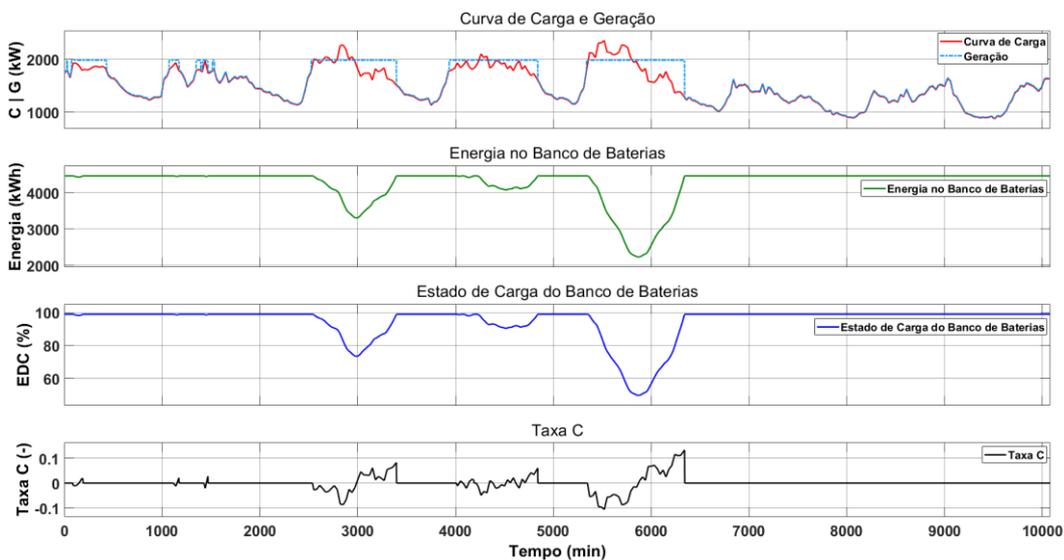


Gráfico 33: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S2 com multiplicador de carga X5 no verão.

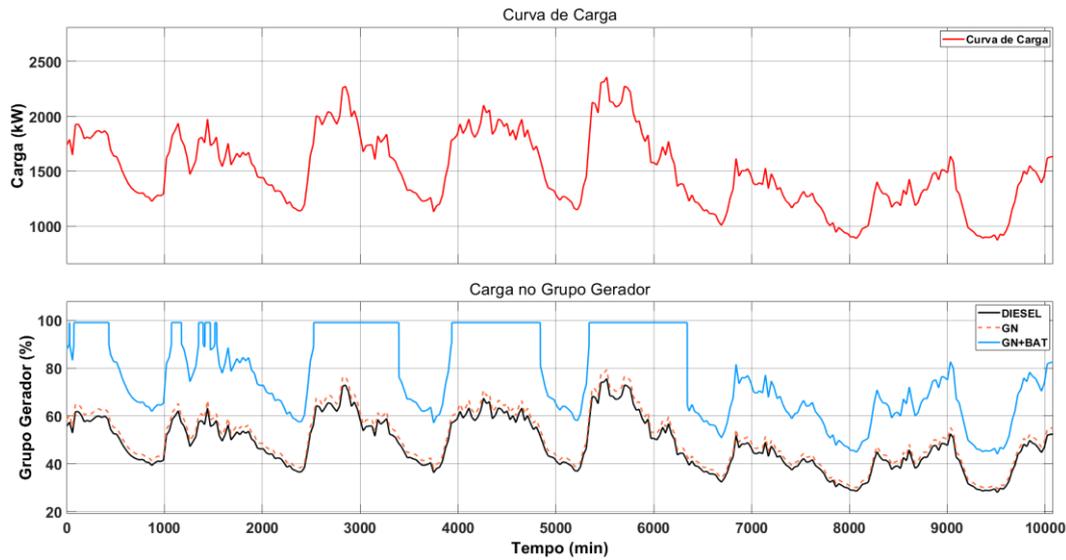


Gráfico 34: Curva de carga e patamar de geração na semana S2 com multiplicador de carga X5 no verão.

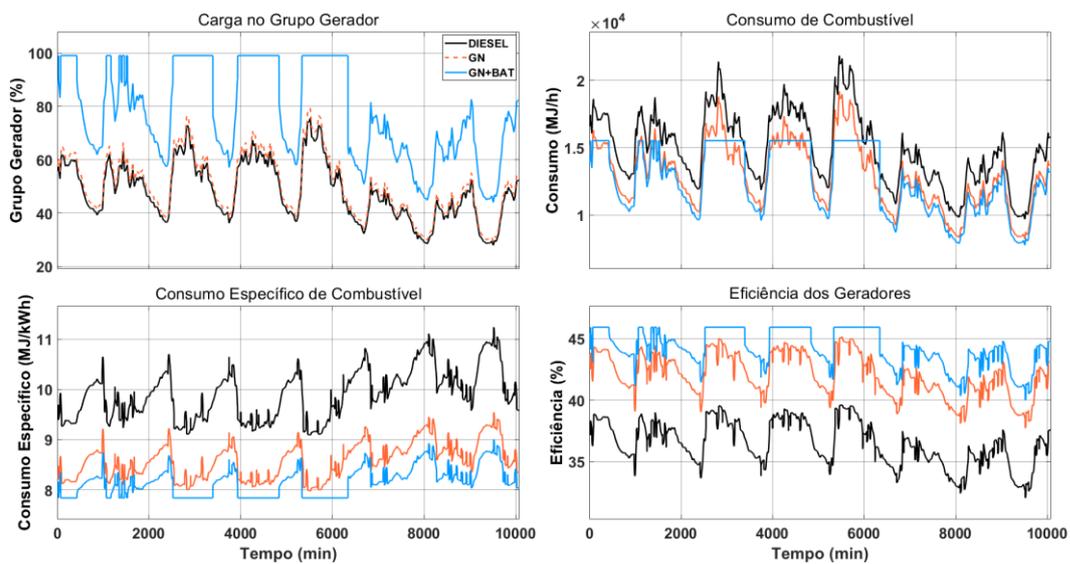


Gráfico 35: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S2 com multiplicador de carga X5 no verão.

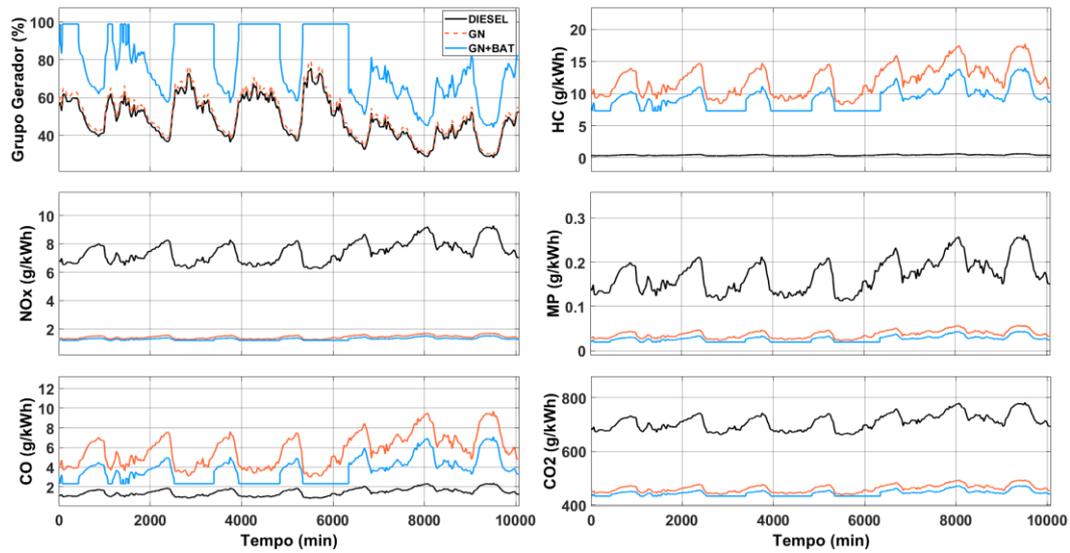


Gráfico 36: Emissões de poluentes na semana S2 com multiplicador de carga X5 no verão.

Multiplicador (x10)

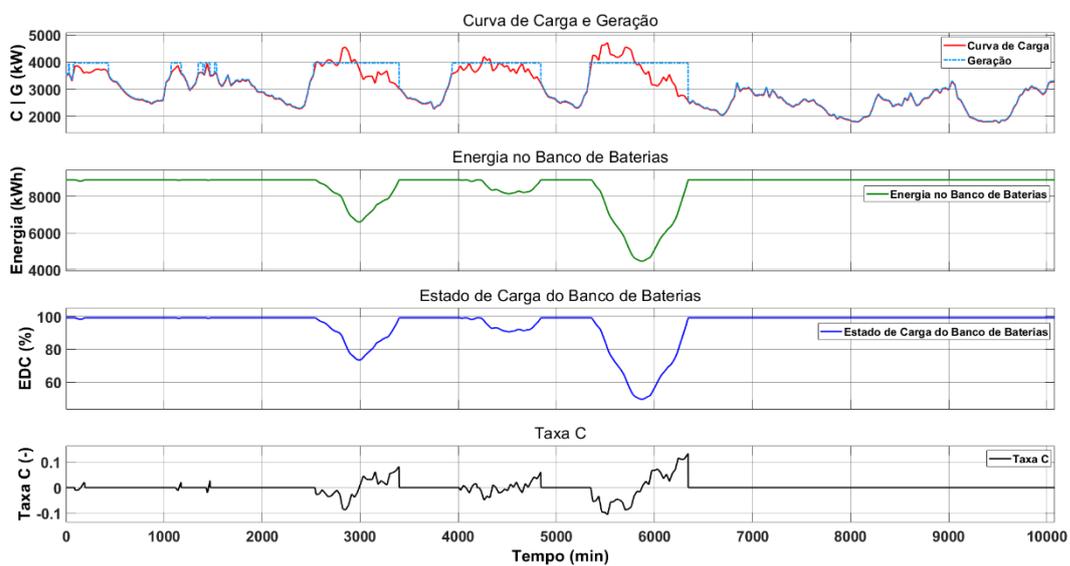


Gráfico 37: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S2 com multiplicador de carga X10 no verão.

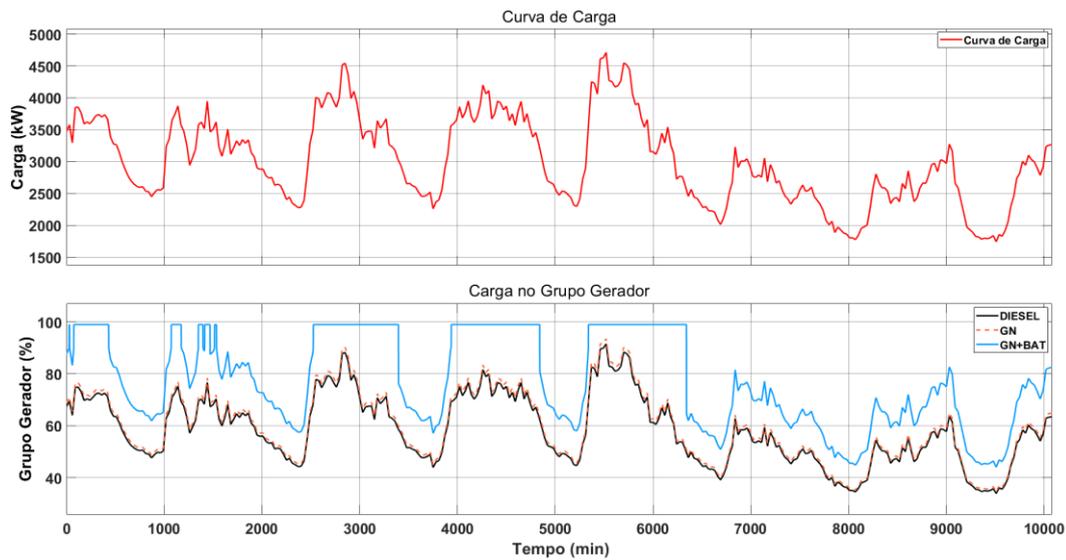


Gráfico 38: Curva de carga e patamar de geração na semana S2 com multiplicador de carga X10 no verão.

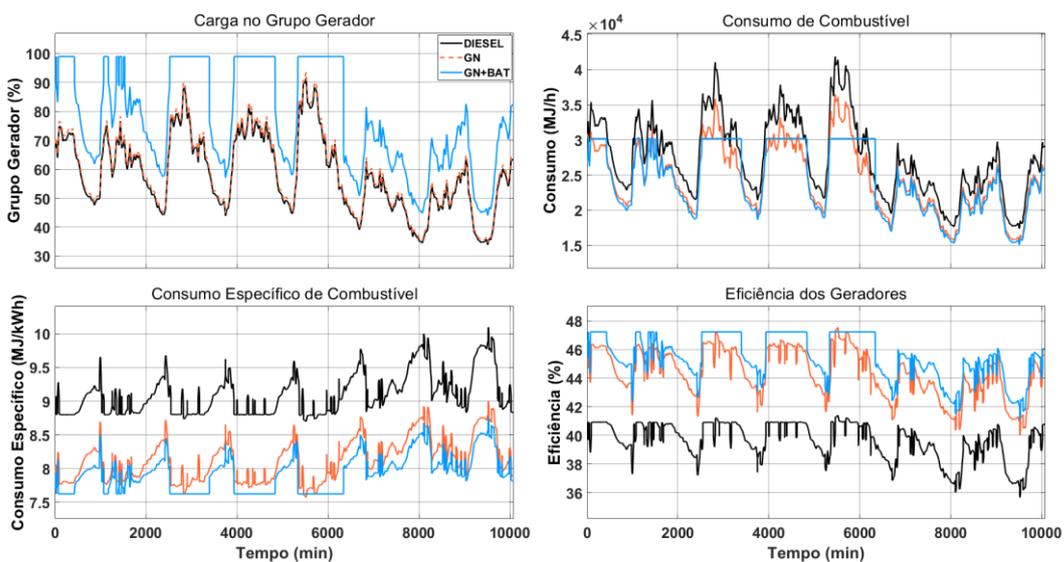


Gráfico 39: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S2 com multiplicador de carga X10 no verão.

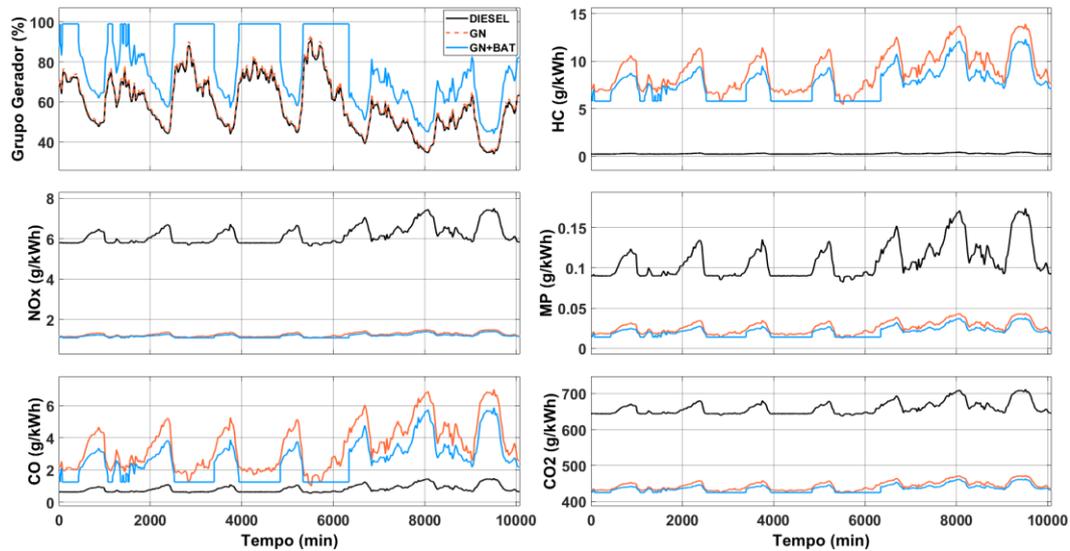


Gráfico 40: Emissões de poluentes na semana S2 com multiplicador de carga X10 no verão.

Semana com menor coeficiente de variação da carga (S3)

Multiplicador (x5)

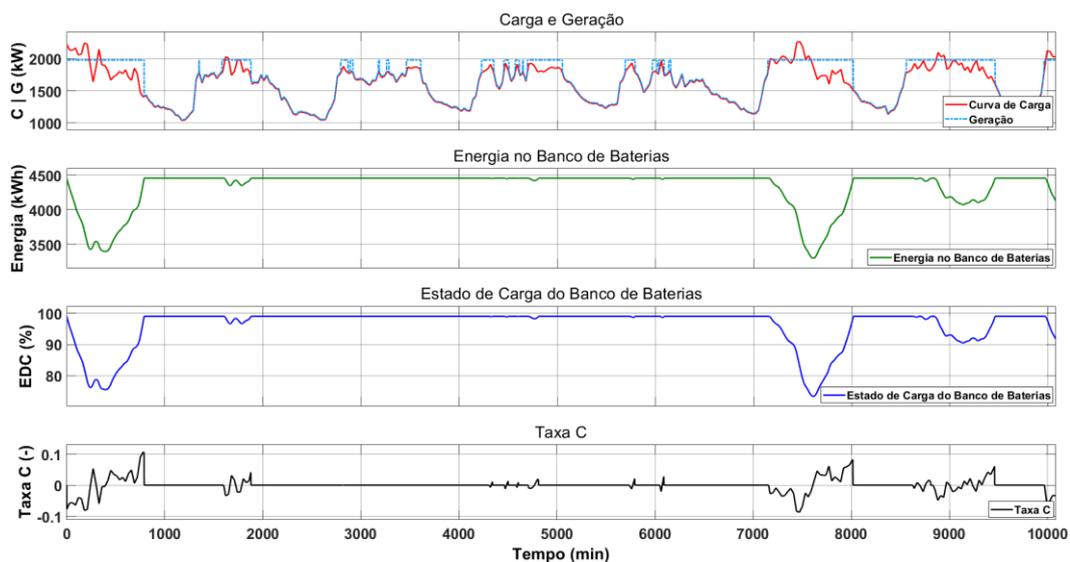


Gráfico 41: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S3 com multiplicador de carga X5 no verão.

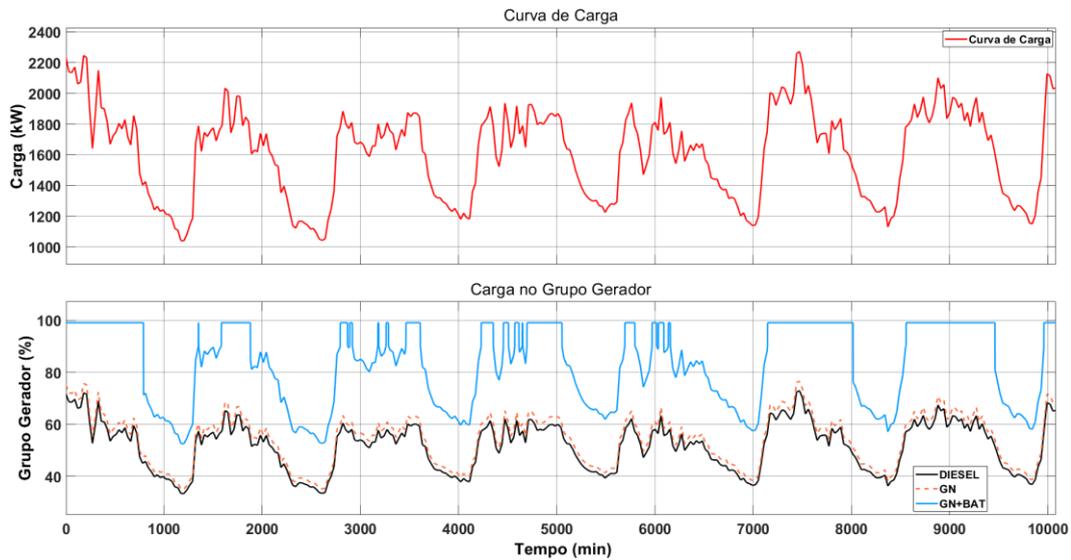


Gráfico 42: Curva de carga e patamar de geração na semana S3 com multiplicador de carga X5 no verão.

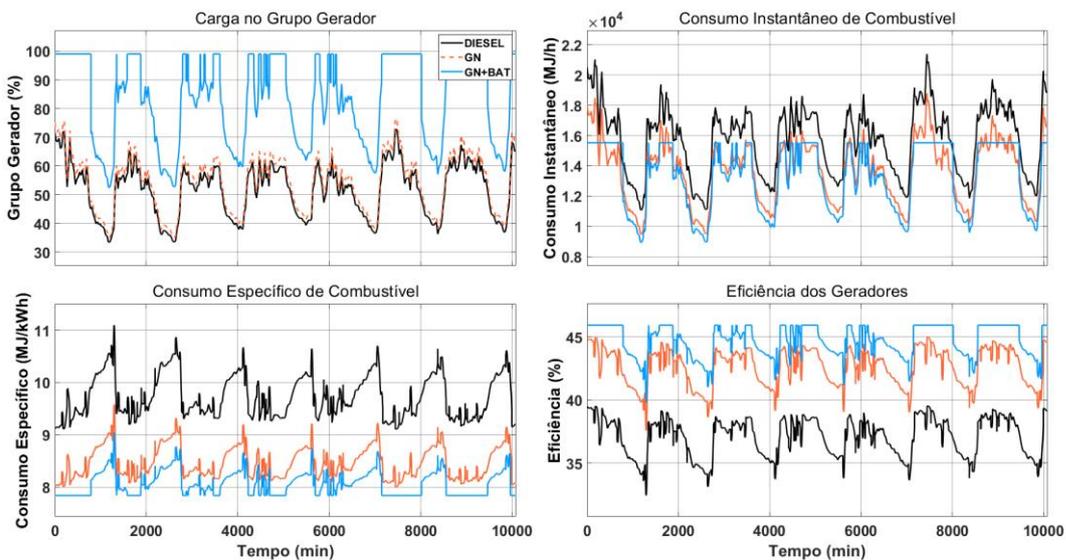


Gráfico 43: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S3 com multiplicador de carga X5 no verão.

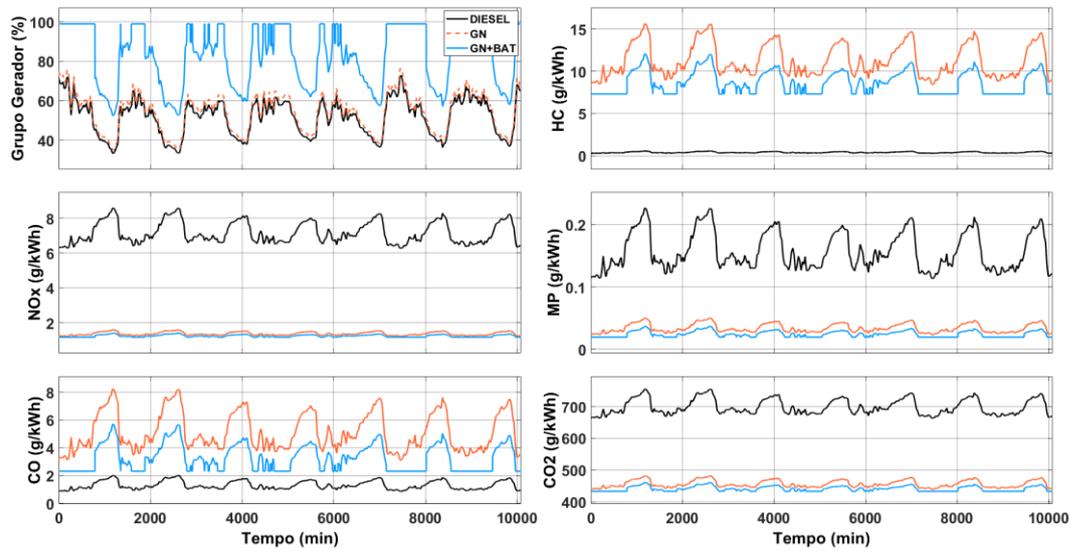


Gráfico 44: Emissões de poluentes na semana S3 com multiplicador de carga X5 no verão.

Multiplicador (x10)

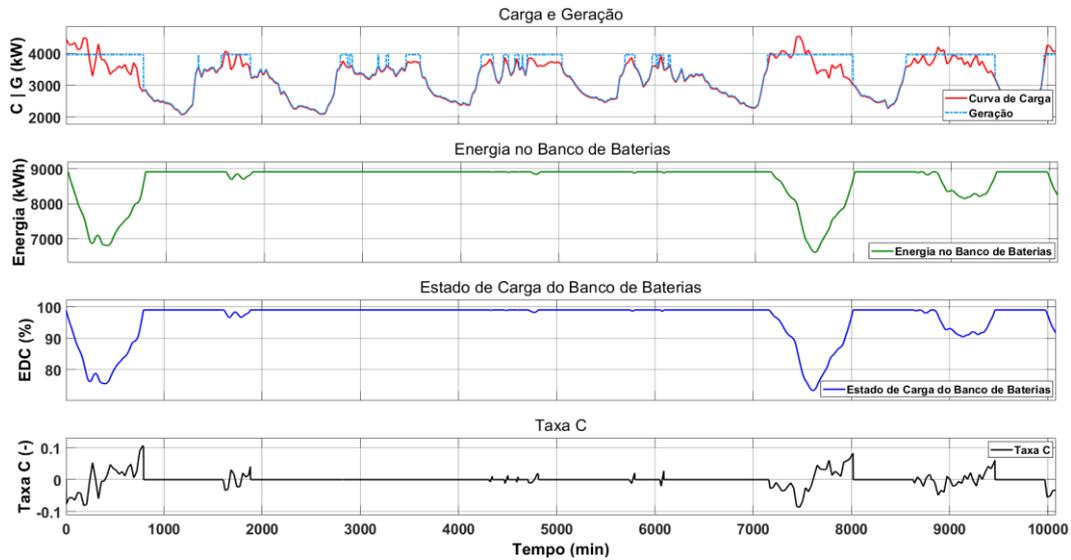


Gráfico 45: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S3 com multiplicador de carga X10 no verão.

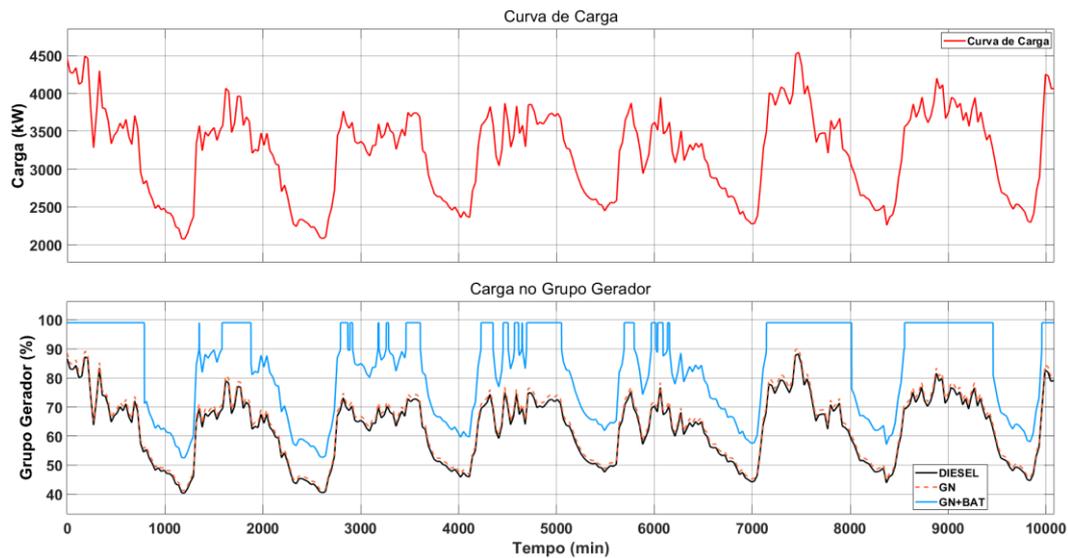


Gráfico 46: Curva de carga e patamar de geração na semana S3 com multiplicador de carga X10 no verão.

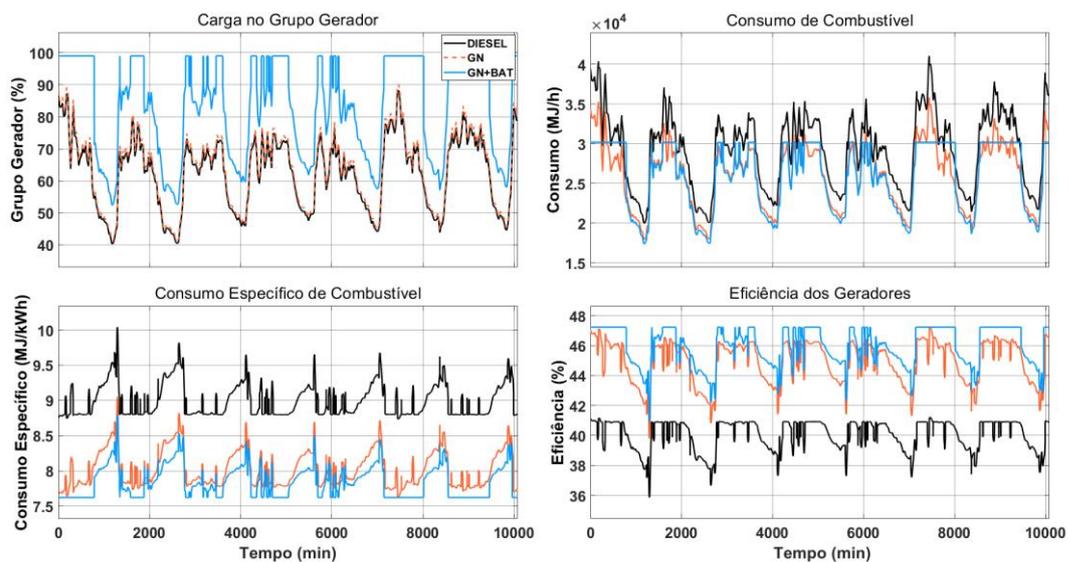


Gráfico 47: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S3 com multiplicador de carga X10 no verão.

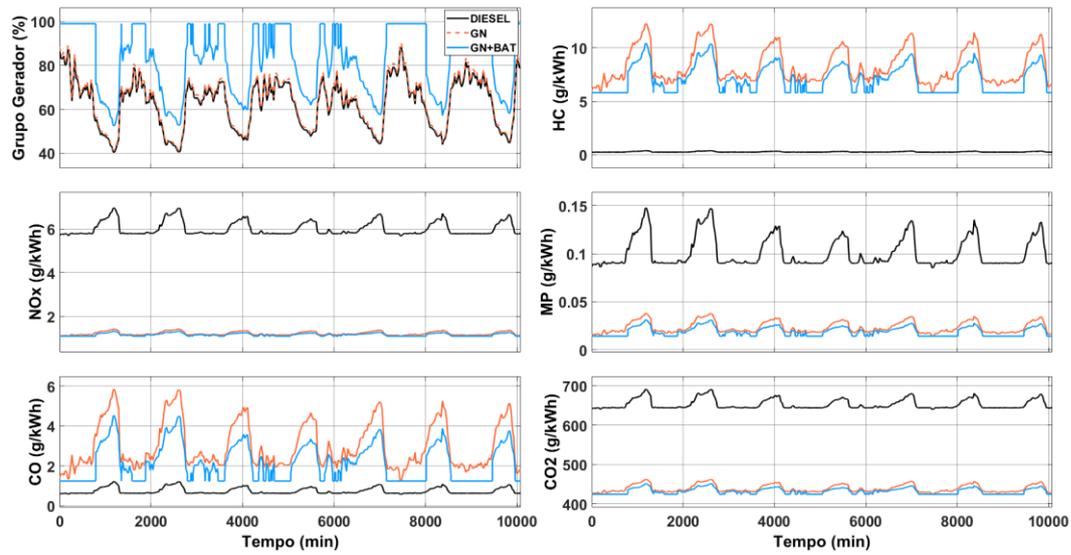


Gráfico 48: Emissões de poluentes na semana S3 com multiplicador de carga X10 no verão.

Anexo C – Resultados Gráficos Inverno – Multiplicadores 5 e 10

Semana com maior coeficiente de variação da carga (S1)

Multiplicador (X5)

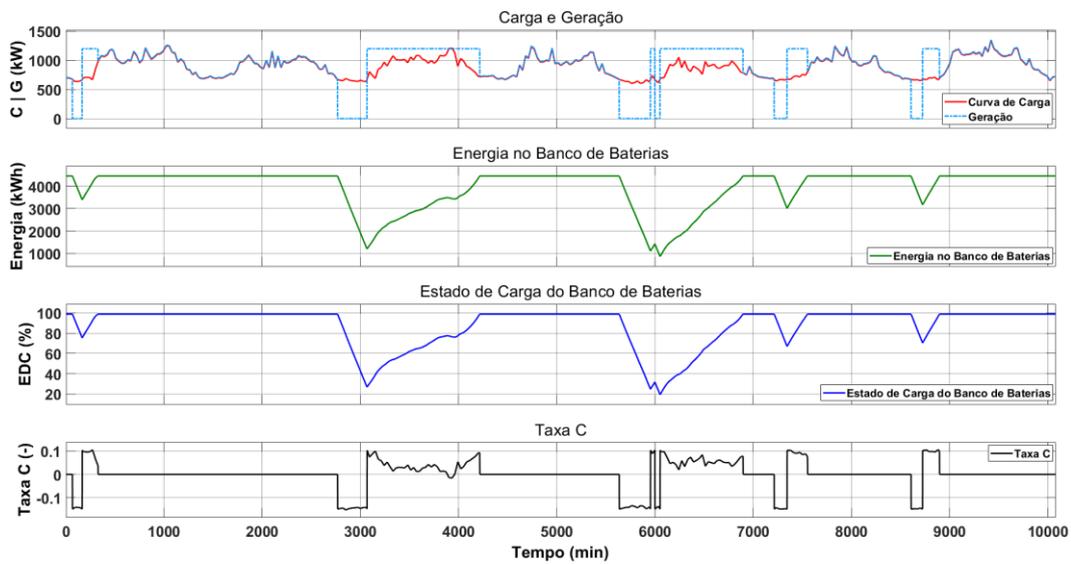


Gráfico 49: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S1 com multiplicador de carga X5 no inverno.

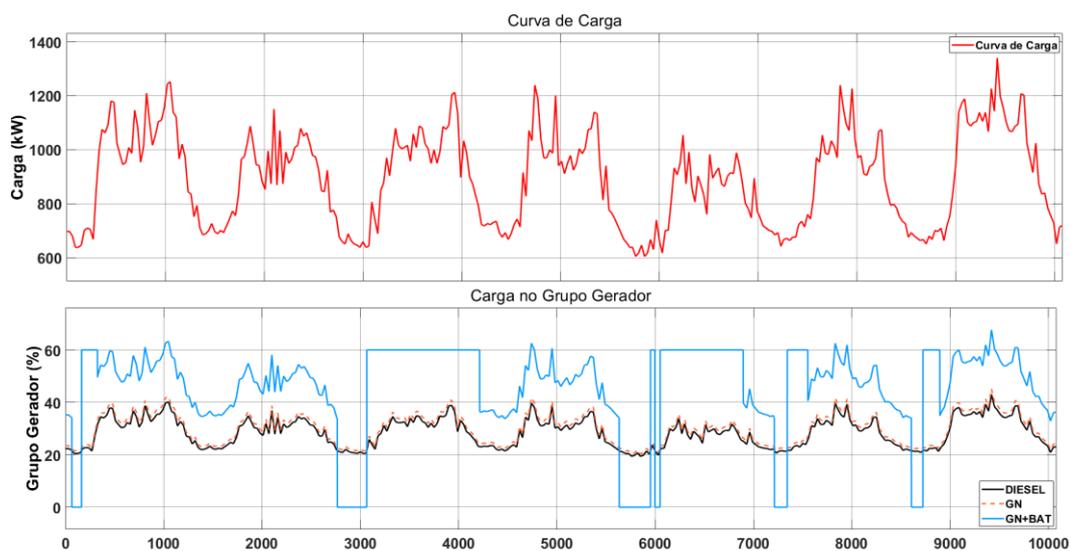


Gráfico 50: Curva de carga e patamar de geração na semana S1 com multiplicador de carga X5 no inverno.

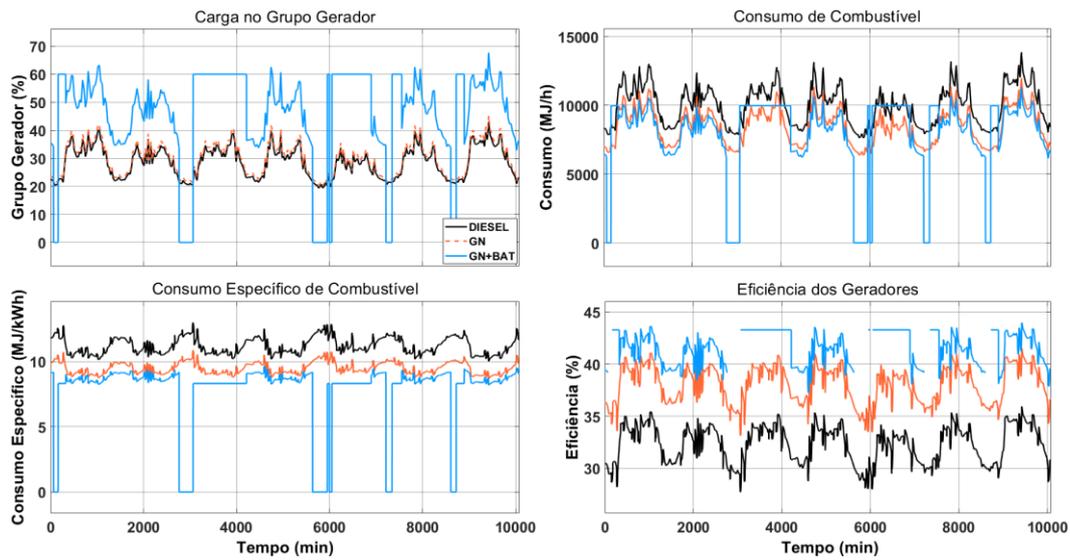


Gráfico 51: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S1 com multiplicador de carga X5 no inverno.

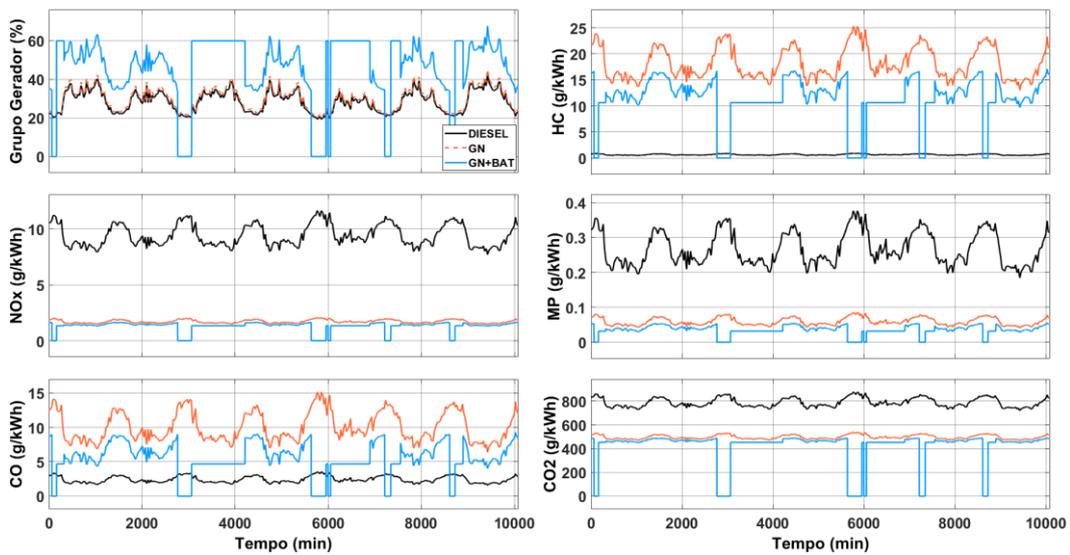


Gráfico 52: Emissões de poluentes na semana S1 com multiplicador de carga X5 no inverno.

Multiplicador (X10)

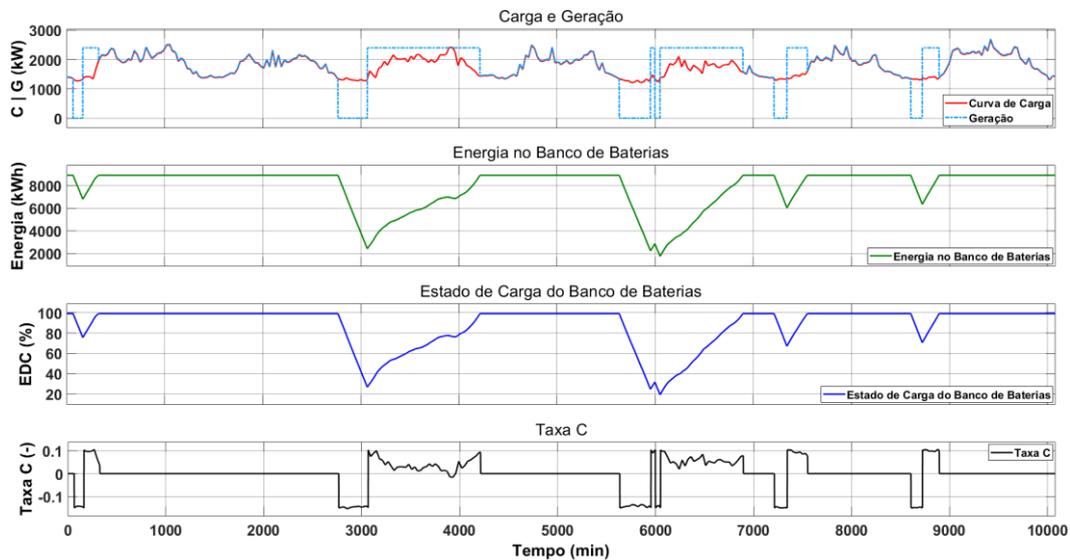


Gráfico 53: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S1 com multiplicador de carga X10 no inverno.

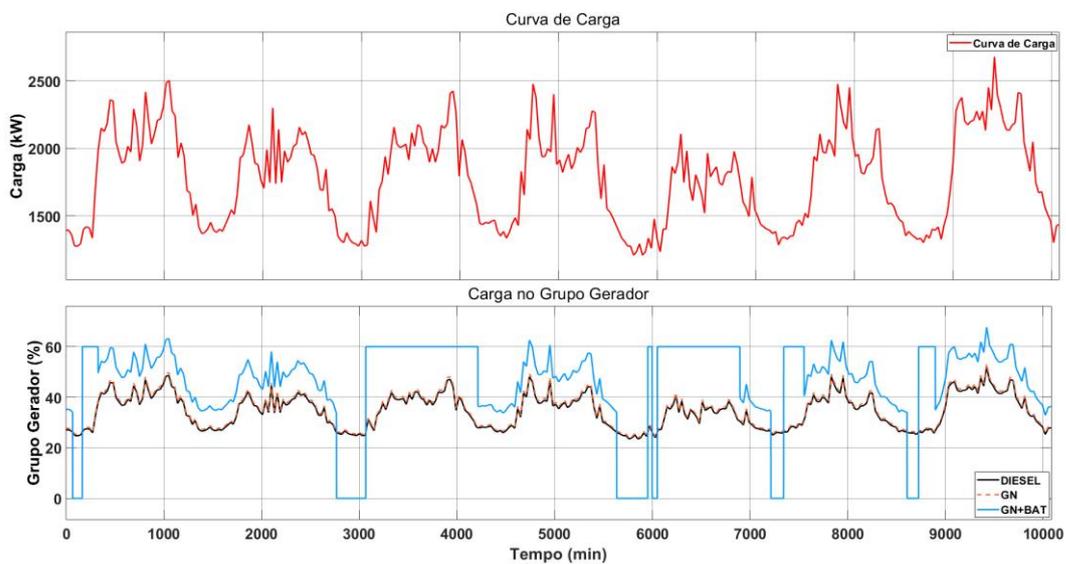


Gráfico 54: Curva de carga e patamar de geração na semana S1 com multiplicador de carga X10 no inverno.

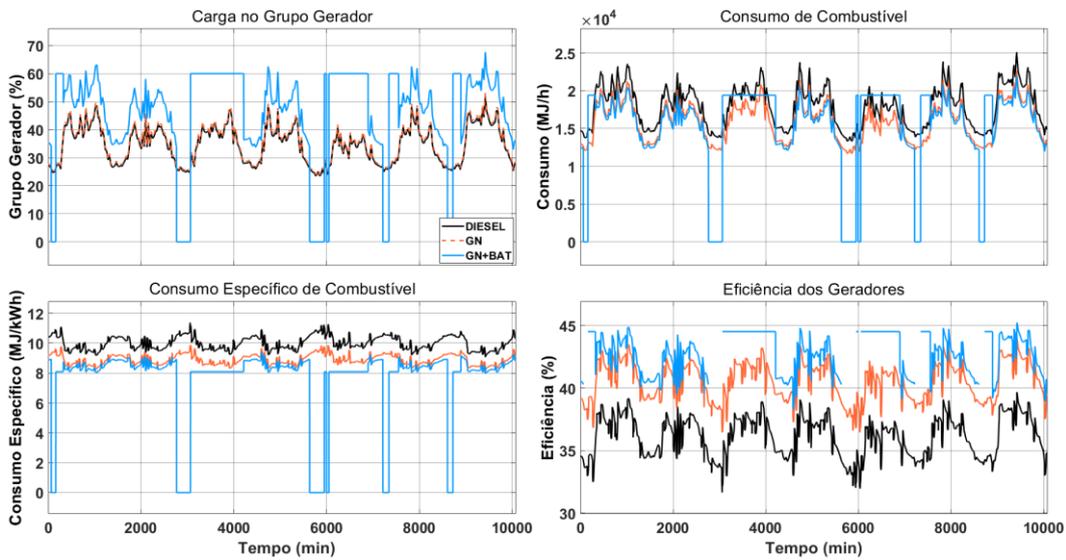


Gráfico 55: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S1 com multiplicador de carga X10 no inverno.

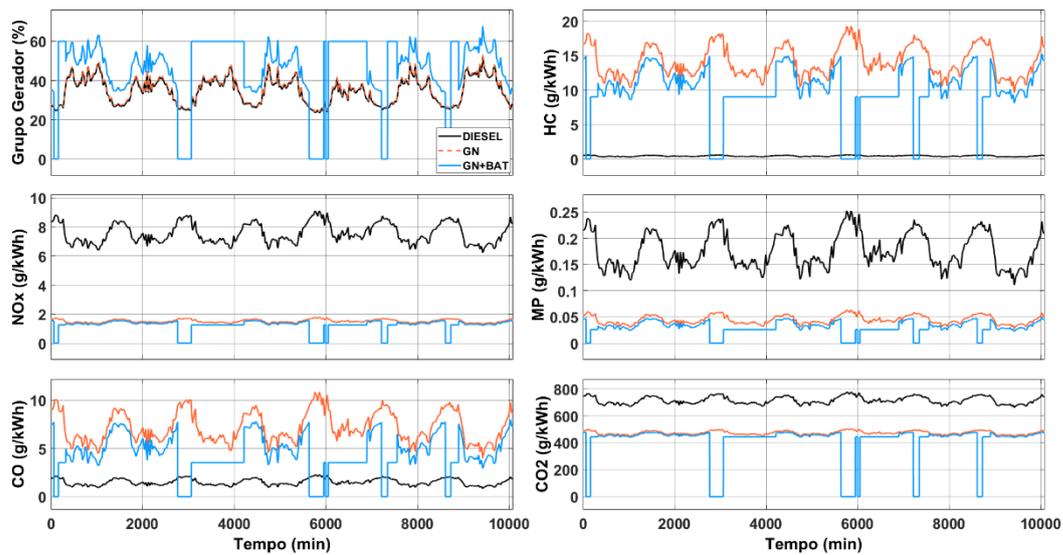


Gráfico 56: Emissões de poluentes na semana S1 com multiplicador de carga X10 no inverno.

Semana com coeficiente de variação da carga mediano (S2)

Multiplicador (X5)

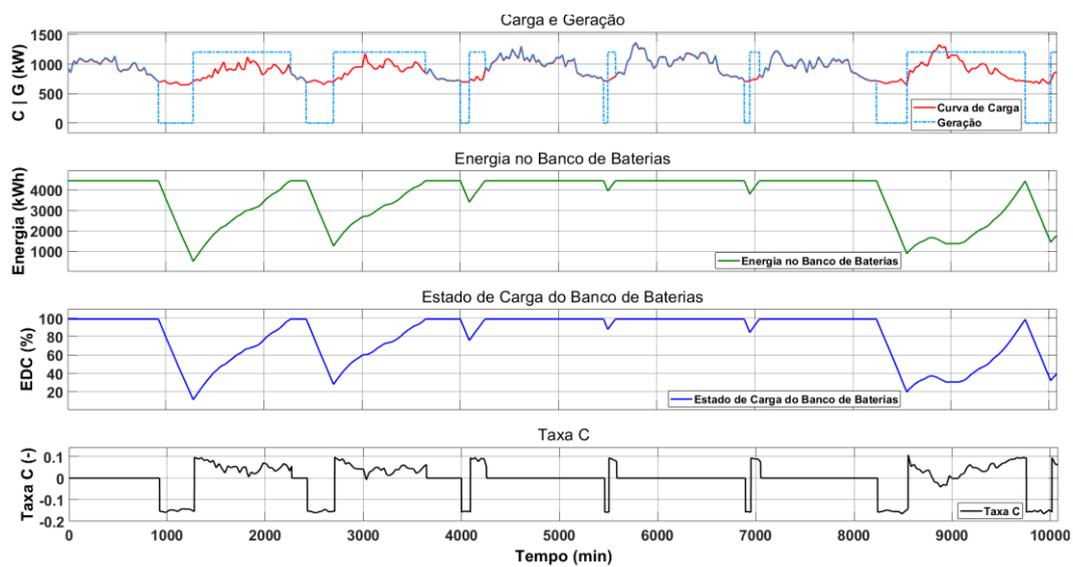


Gráfico 57: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S2 com multiplicador de carga X5 no inverno.

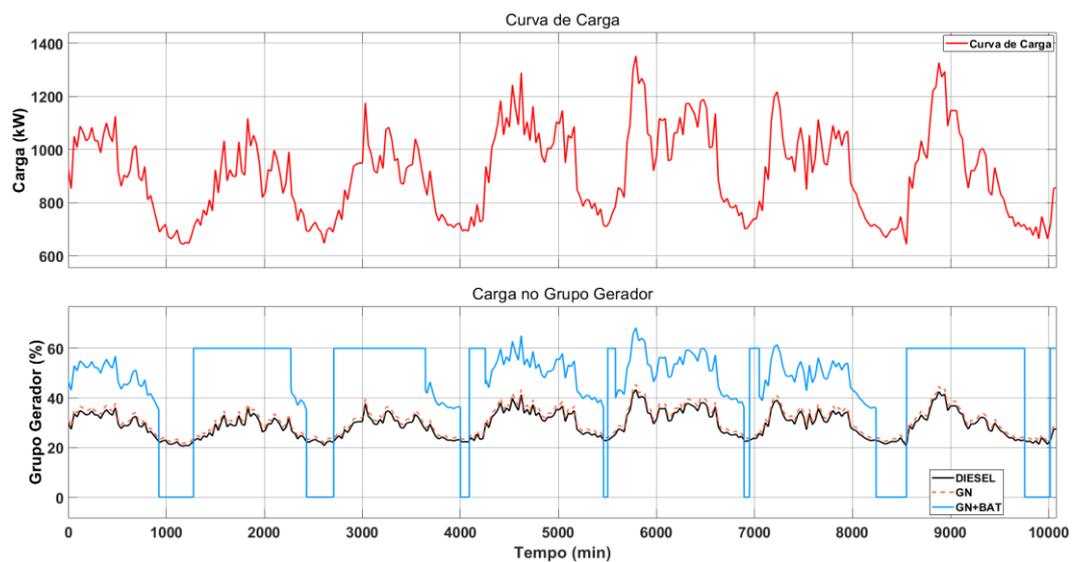


Gráfico 58: Curva de carga e patamar de geração na semana S2 com multiplicador de carga X5 no inverno.

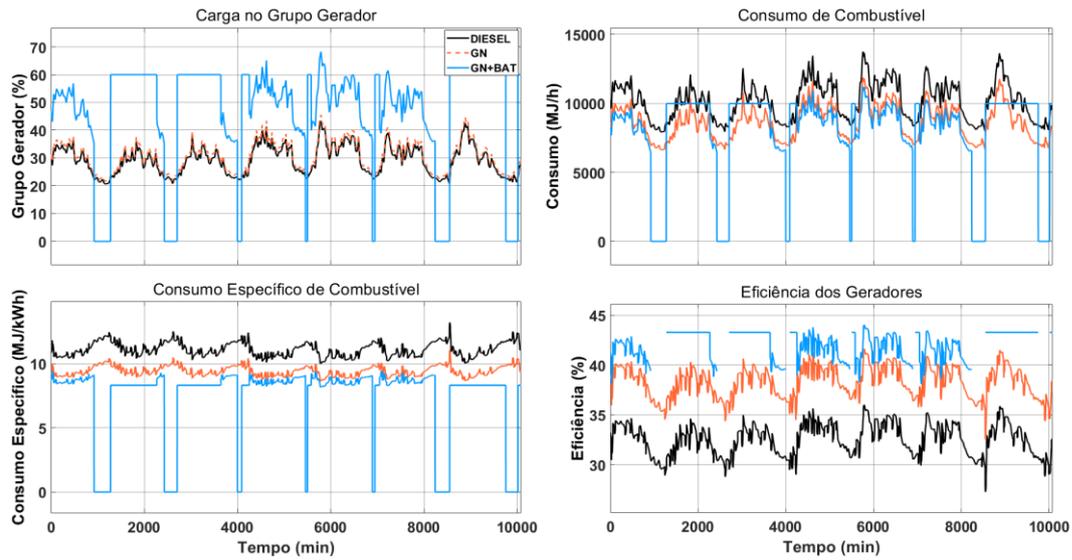


Gráfico 59: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S2 com multiplicador de carga X5 no inverno.

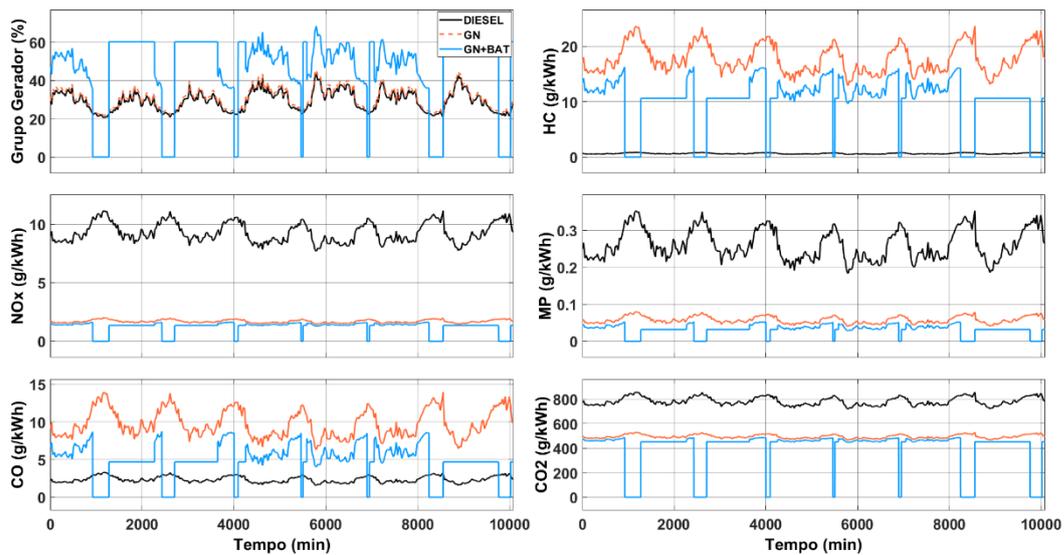


Gráfico 60: Emissões de poluentes na semana S2 com multiplicador de carga X5 no inverno.

Multiplicador (X10)

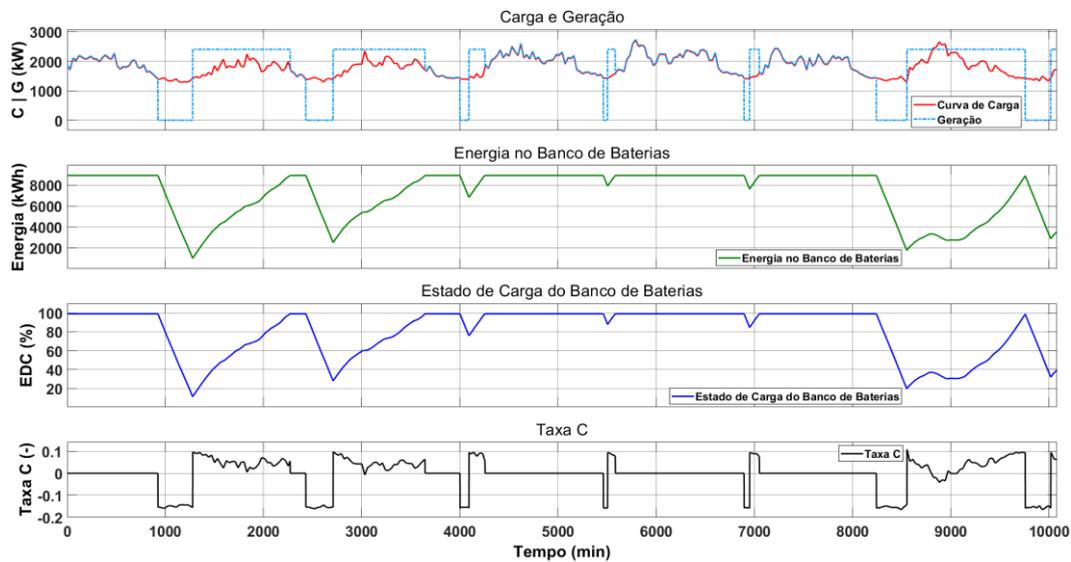


Gráfico 61: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S2 com multiplicador de carga X10 no verão.

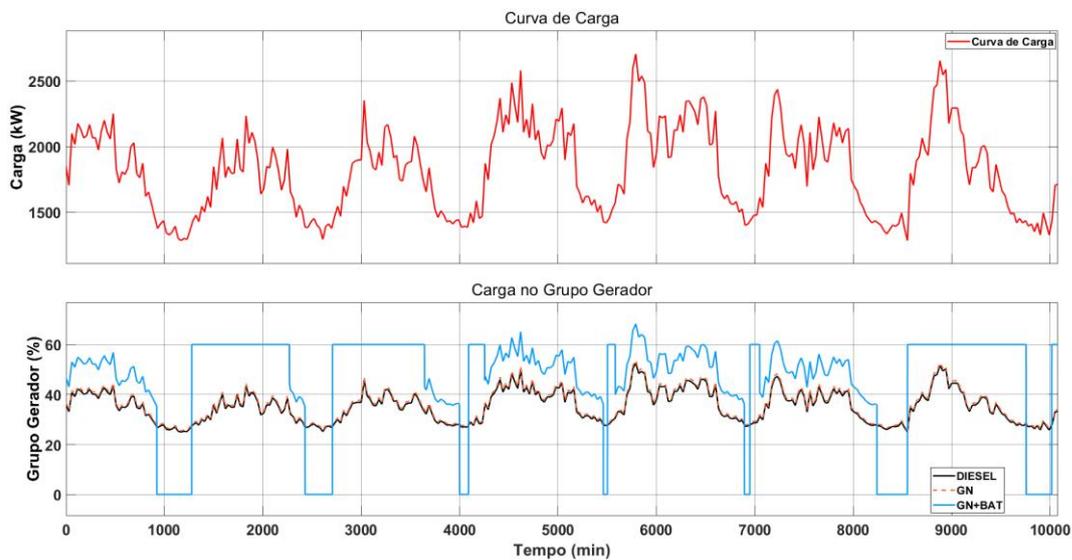


Gráfico 62: Curva de carga e patamar de geração na semana S2 com multiplicador de carga X10 no inverno.

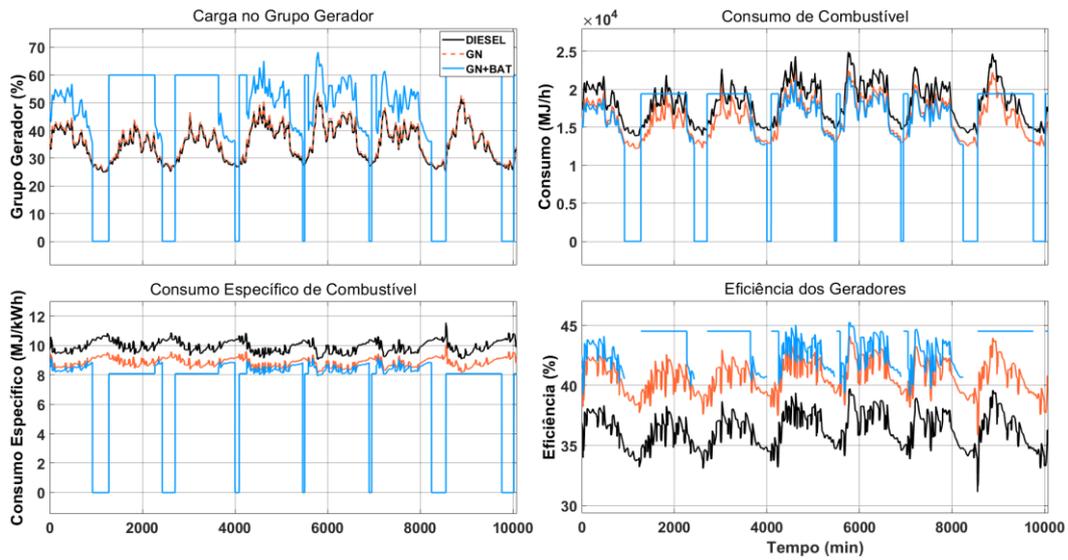


Gráfico 63: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S2 com multiplicador de carga X10 no inverno.

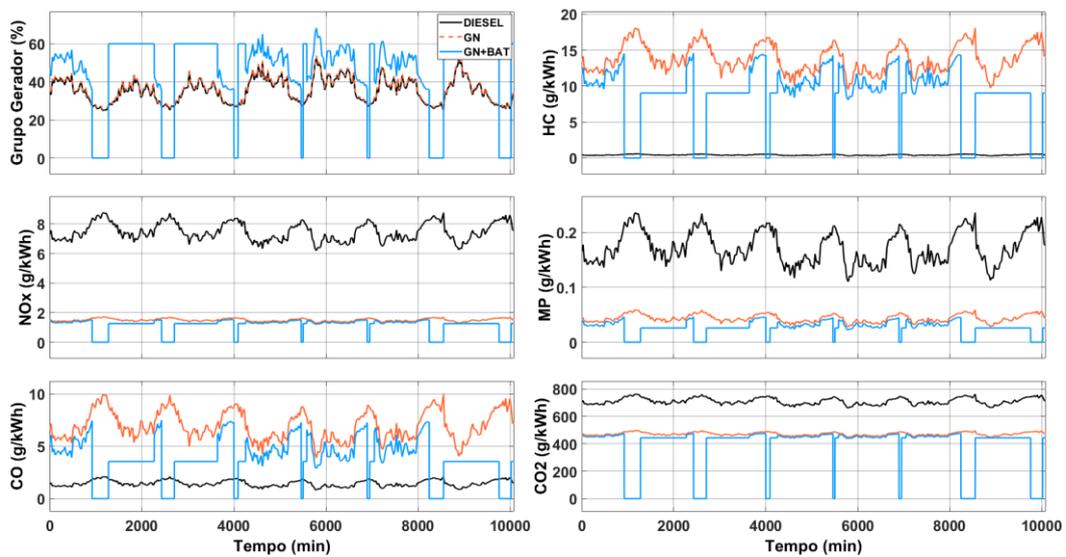


Gráfico 64: Emissões de poluentes na semana S2 com multiplicador de carga X10 no inverno.

Semana com menor coeficiente de variação da carga (S3)

Multiplicador (X5)

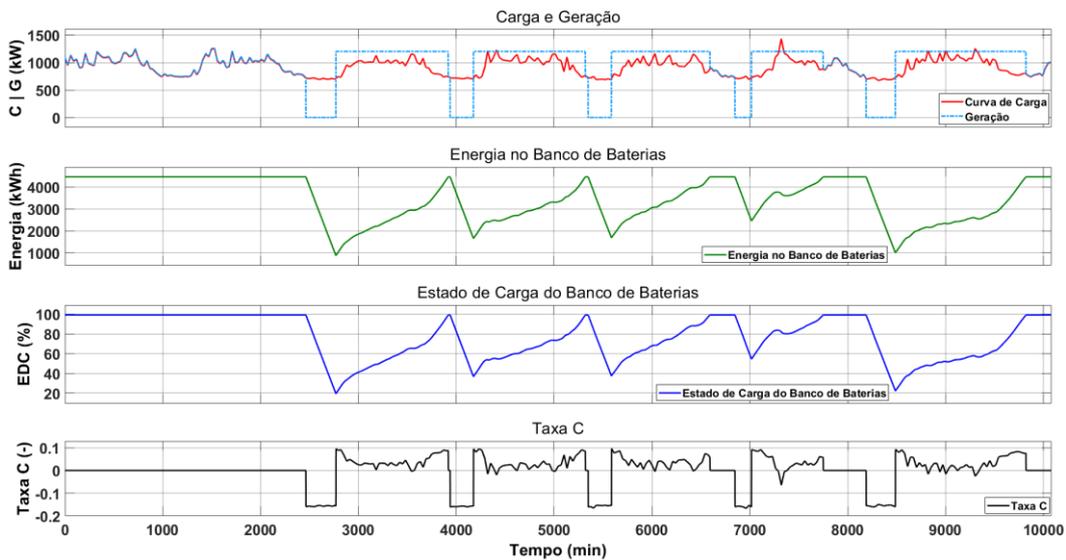


Gráfico 65: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S3 com multiplicador de carga X5 no inverno.

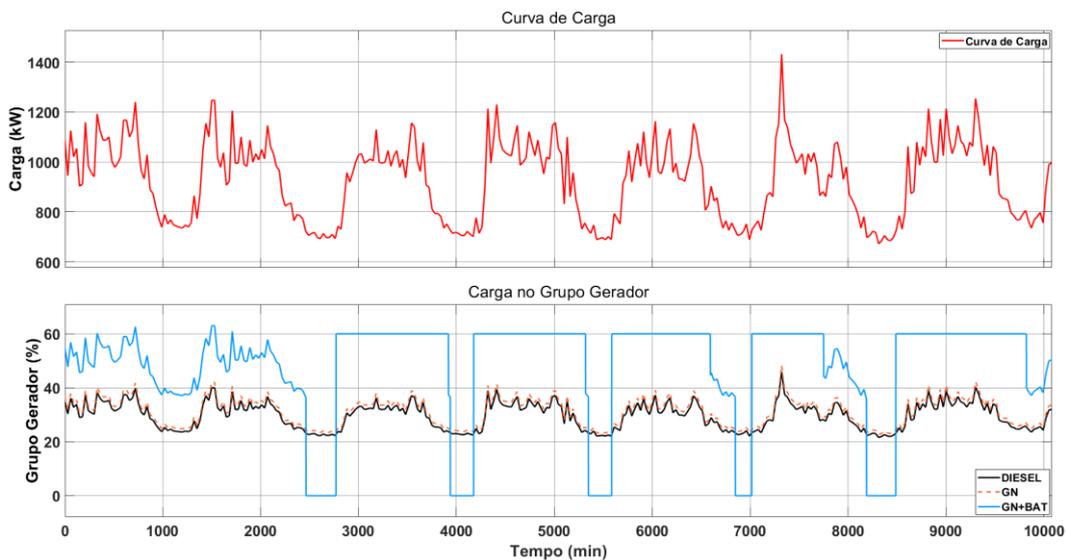


Gráfico 66: Curva de carga e patamar de geração na semana S3 com multiplicador de carga X5 no inverno.

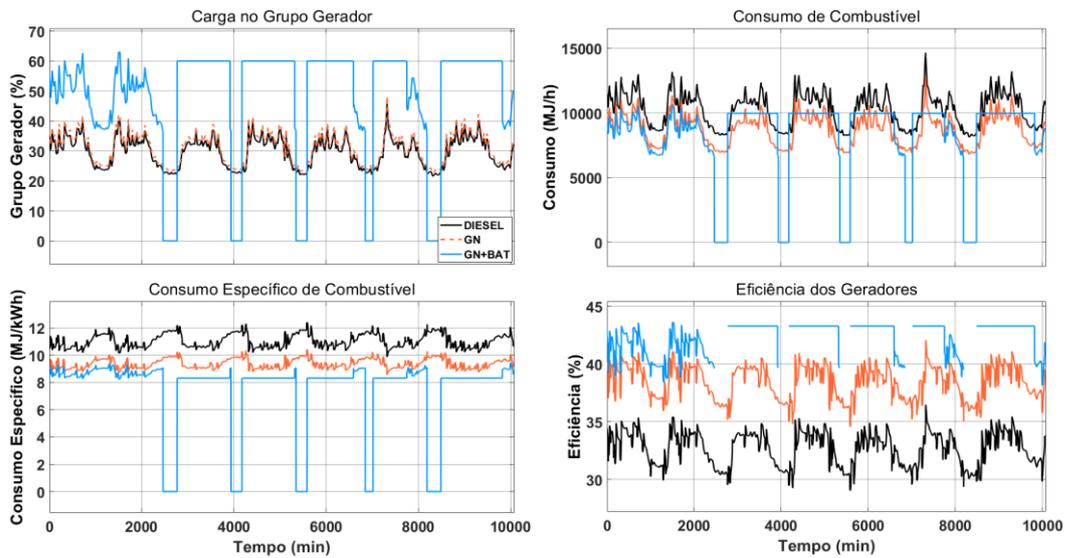


Gráfico 67: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S3 com multiplicador de carga X5 no inverno.

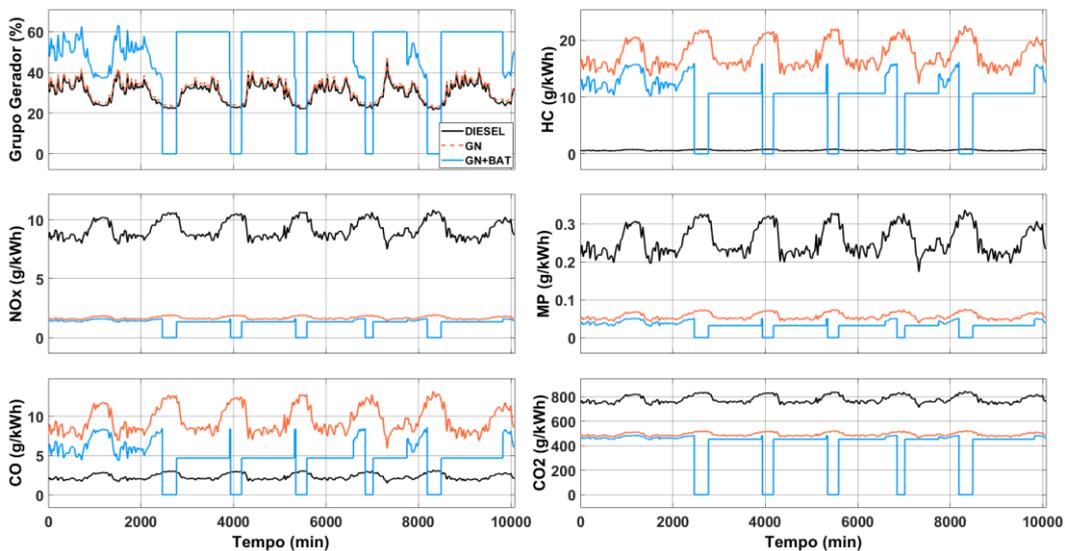


Gráfico 68: Emissões de poluentes na semana S3 com multiplicador de carga X5 no inverno.

Multiplicador (X10)

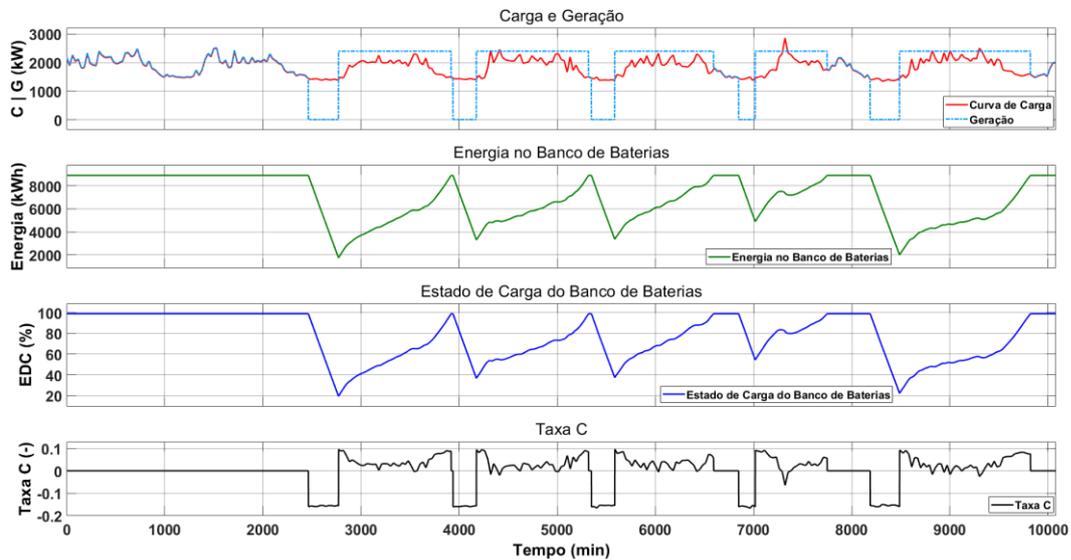


Gráfico 69: Comportamento da geração e armazenamento de energia na semana S3 com multiplicador de carga X10 no inverno.

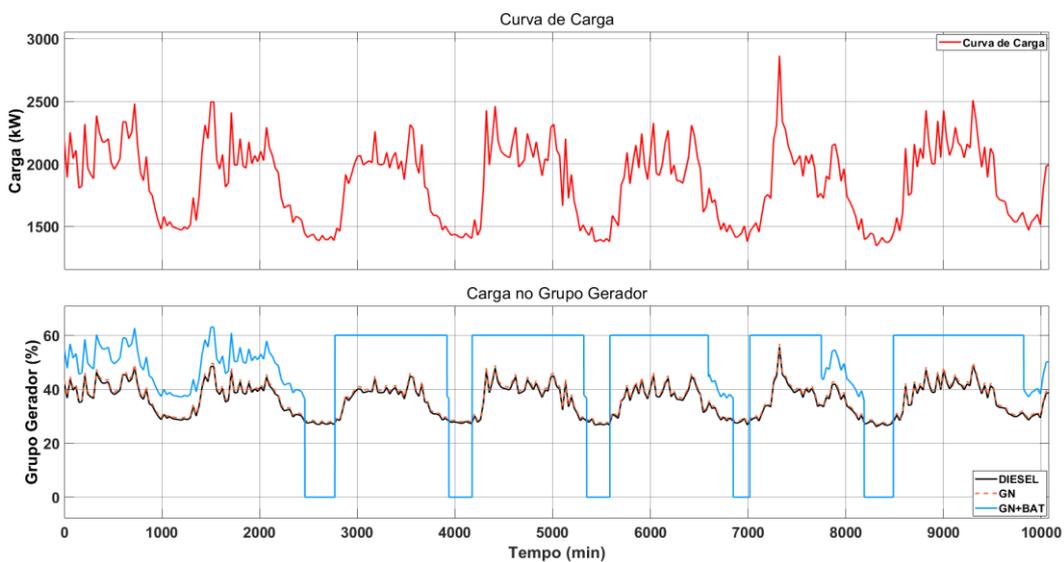


Gráfico 70: Curva de carga e patamar de geração na semana S3 com multiplicador de carga X10 no inverno.

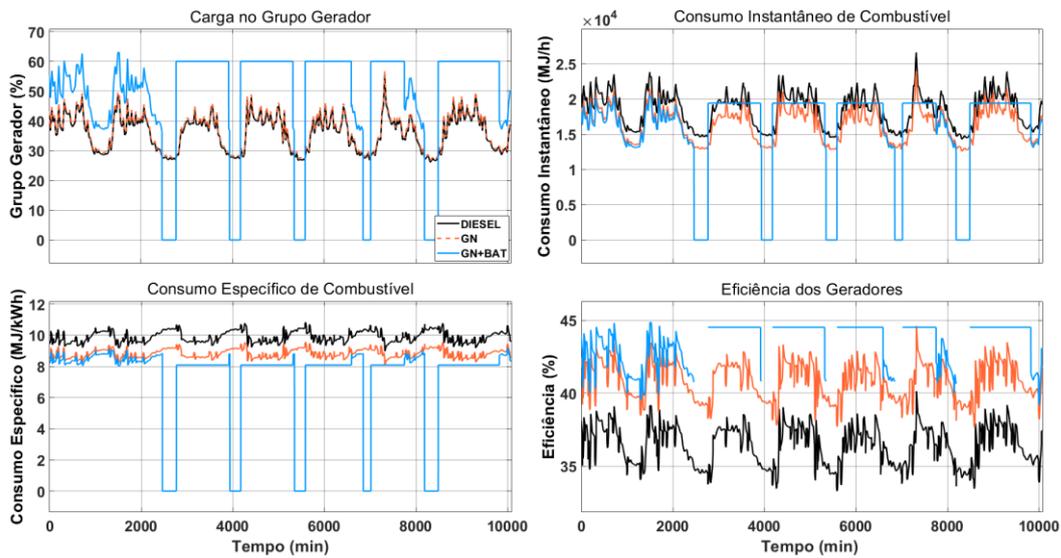


Gráfico 71: Consumo de combustível e eficiência dos geradores na semana S3 com multiplicador de carga X10 no inverno.

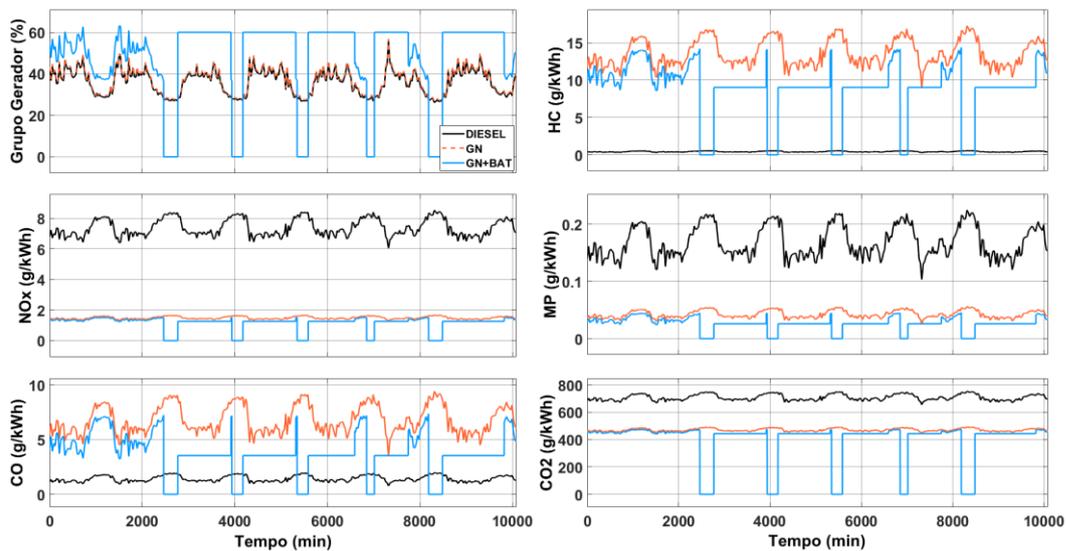


Gráfico 72: Emissões de poluentes na semana S3 com multiplicador de carga X10 no inverno.