



## EFEITOS DE PROGRAMAS DE RESPOSTA À DEMANDA E DA MICROGERAÇÃO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Jefferson Alexander Gonçalves Goulart

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Rio de Janeiro  
Setembro de 2015

EFEITOS DE PROGRAMAS DE RESPOSTA À DEMANDA E DA MICROGERAÇÃO NAS  
REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Jefferson Alexander Gonçalves Goulart

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ  
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS  
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

---

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

---

Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

---

Prof. Vitor Hugo Ferreira, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL  
SETEMBRO DE 2015

Goulart, Jefferson Alexander Gonçalves

Efeitos de Programas de Resposta à Demanda e da Microgeração nas Redes de Distribuição / Jefferson Alexander Gonçalves Goulart. – Rio de Janeiro: UFRJ/ COPPE, 2015.

XV, 149 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2015.

Referências Bibliográficas: p. 142-144.

1. Programa de Resposta à Demanda. 2. Tarifa Branca. 3. Geração Distribuída Fotovoltaica. 4. Elasticidade Preço da Demanda. I. Falcão, Djalma Mosqueira. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

# AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus acima de tudo, pelo dom da minha vida, pela família maravilhosa, pelos amigos que são verdadeiros irmãos escolhidos e por me conceder a glória de conquistar mais este desafio em minha vida.

Agradeço a minha mãe, Iris Gonçalves Goulart e ao meu pai, José Derli Goulart, por sempre me apoiarem em minhas decisões e escolhas, e me ensinarem a sempre manter-me no caminho da ética e honestidade.

Ao meu companheiro e amigo Francisco Vieira Sampaio Neto pelo apoio, compreensão e paciência durante todo esse período de dedicação e estudo. Por estar ao meu lado me incentivando e servindo de para-raio para as minhas frustrações.

Agradeço ao meu chefe e amigo Gustavo Rodrigues Novaes pelo apoio, compreensão e incentivo, sempre me motivando no meu desenvolvimento profissional.

Agradeço ainda aos amigos Maria Regina Mirandola Valladares Salgado, Leonardo de Moraes, Rodrigo Flora Calli, Célia Alves Silva, Leonardo Pereira de Queiroz e Marcelo Augusto Alves da Silva pelo apoio e incentivo para conclusão desta nova etapa na minha vida.

Agradeço ao Operador Nacional do Sistema – ONS por me permitir a oportunidade e apoiar neste processo de desenvolvimento acadêmico.

Agradeço ao pesquisador Luciano Cavalcante Sierbert por permitir a utilização dos dados base para simulação, usados nesta dissertação.

Por fim, agradeço ao professor e orientador, Djalma Mosqueira Falcão pela disponibilidade, atenção e orientação no trabalho desenvolvido.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

## EFEITOS DE PROGRAMAS DE RESPOSTA À DEMANDA E DA MICROGERAÇÃO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Jefferson Alexander Gonçalves Goulart

Setembro/2015

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Programa: Engenharia Elétrica

A presente dissertação apresenta o desenvolvimento de um ambiente de simulação para a avaliação de programas de gerenciamento pelo lado da demanda baseado em tarifa e na inserção de um grupo de Geração Distribuída no sistema de distribuição. Para o desenvolvimento deste ambiente foram utilizadas curvas de cargas típicas de consumidores, que foram modificadas através de um processo de elasticidade-preço da demanda e aplicadas em um alimentador em 13,8 kV. Para simulação do processo de gerenciamento pelo lado da demanda foram selecionados o programa de resposta à demanda baseado em tarifa e a implantação de um grupo de geração distribuída fotovoltaica. O programa de tarifação escolhido foi do tipo Período de Uso, onde foi selecionado um programa tarifário recentemente homologado no Brasil, a Tarifa Branca. Para a geração distribuída foi aplicado um grupo gerador fotovoltaico em um ponto específico do sistema para atendimento a um pequeno conjunto de consumidores comerciais do grupo B. Foram simulados cenários de adesão ao programa de resposta à demanda baseado na tarifa, como também cenários contemplando o aproveitamento solar do grupo gerador, de forma a subsidiar uma análise técnica e econômica, tanto do ponto de vista do consumidor, como da distribuidora.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

## EFFECTS OF DEMAND RESPONSE PROGRAMS AND MICROGENERATION IN DISTRIBUTION NETWORKS

Jefferson Alexander Gonçalves Goulart

September/2015

Advisor: Djalma Mosqueira Falcão

Department: Electrical Engineering

This work presents a simulation environment for the evaluation of management programs considering price-based demand side and the insertion of a Distributed Generation Group in to the distribution system. To develop this environment, typical consumer load curves were used, which have been modified by a demand of price elasticity process and applied at a 13.8 kV feeder. For the management process, due to demand simulation, simulating the demand side of the management process, the response program based on the tariff and the implementation of a distributed photovoltaic generated group were selected. The chosen pricing program was the Period of Use type, where a tariff program was recently approved in Brazil, the White Rate. For distributed generation, a photovoltaic generator group was applied in a specific point of the system to a small group of commercial consumers of group B. Applied scenario were simulated to the answering program based on the tariff and also scenario including solar radiation to the generator group, in order to support a technical and economic analysis, both from a consumer and distributor point of view.

# SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO I</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
I.1	MOTIVAÇÃO	1
I.2	OBJETIVO	3
I.3	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	5
<b>CAPÍTULO II</b>	<b>TARIFICAÇÃO</b>	<b>7</b>
II.1	CONCEITO	7
II.2	TARIFA DE DISTRIBUIÇÃO	10
II.3	CLASSIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES NO BRASIL	11
II.4	ESTRUTURA TARIFÁRIA	12
II.4.1	<i>Tarifa Horo-sazonal azul e verde</i>	14
II.4.2	<i>Convencional</i>	15
II.5	TARIFA DINÂMICA	16
II.6	TARIFA BRANCA	18
<b>CAPÍTULO III</b>	<b>GERENCIAMENTO DA DEMANDA</b>	<b>22</b>
III.1	CONCEITO	22
III.2	GERENCIAMENTO DA DEMANDA DE ENERGIA	23
III.3	PROGRAMA DE RESPOSTA À DEMANDA	25
III.4	TIPOS DE PROGRAMA DE RESPOSTA À DEMANDA	27
III.4.1	<i>Tarifação em Tempo Real</i>	30
III.4.2	<i>Tarifação Período de Uso</i>	31
III.4.3	<i>Tarifação de Ponta</i>	32
III.5	O SMART GRID APLICADO AO PROGRAMA DE RESPOSTA À DEMANDA	33
<b>CAPÍTULO IV</b>	<b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA</b>	<b>34</b>
IV.1	CONCEITO	34
IV.2	VANTAGENS E DESVANTAGENS DA GD	36
IV.3	TECNOLOGIA GD	38
IV.4	ENERGIA SOLAR	39
IV.5	ENERGIA FOTOVOLTAICA	41
IV.6	REGULAMENTAÇÃO	44
<b>CAPÍTULO V</b>	<b>ELASTICIDADE</b>	<b>45</b>
V.1	INTRODUÇÃO	45
V.2	ELASTICIDADE-PREÇO DA DEMANDA	46
V.3	ANÁLISE DO MERCADO	49
V.3.1	<i>Fatores que influenciam no Mercado</i>	49
V.4	GRAU DE ELASTICIDADE	53
V.5	ELASTICIDADE PREÇO RELATIVA E CRUZADA	54
V.5.1	<i>Elasticidade preço relativa</i>	54
V.5.2	<i>Elasticidade Preço Cruzada</i>	56
<b>CAPÍTULO VI</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA</b>	<b>59</b>
VI.1	INTRODUÇÃO	59

VI.2	METODOLOGIA PROPOSTA .....	59
VI.3	DADOS E INFORMAÇÕES .....	61
VI.3.1	<i>Sistema Teste</i> .....	61
VI.3.2	<i>Curvas de carga diárias de consumidores</i> .....	62
VI.3.3	<i>Tarifa convencional e dinâmica para simulação</i> .....	65
VI.3.4	<i>Dados de elasticidade-preço para demanda de energia</i> .....	67
VI.3.5	<i>Curva de geração típica para sistema de microgeração solar</i> .....	71
VI.3.6	<i>Plataforma computacional</i> .....	72
<b>CAPÍTULO VII ESTUDO DE CASO E ANÁLISE DE RESULTADO .....</b>		<b>73</b>
VII.1	SITUAÇÃO INICIAL.....	73
VII.1.1	<i>Simulação</i> .....	73
VII.2	SITUAÇÃO COM APLICAÇÃO DA TARIFA BRANCA .....	80
VII.2.1	<i>Simulação 1</i> .....	81
VII.2.2	<i>Simulação 2</i> .....	90
VII.2.3	<i>Simulação 3</i> .....	104
VII.3	SITUAÇÃO COM APLICAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	117
VII.3.1	<i>Simulação</i> .....	117
<b>CAPÍTULO VIII CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>		<b>137</b>
VIII.1	OBSERVAÇÕES E CONCLUSÕES .....	137
VIII.2	TRABALHOS FUTUROS .....	141
VIII.3	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICA.....	142
<b>APÊNDICE A DISTRIBUIÇÃO DE CONSUMIDORES NO SISTEMA .....</b>		<b>145</b>
<b>APÊNDICE B IMPACTO DO DG NAS CURVAS DE CARGA DOS CONSUMIDORES CLASSE 5 DE ACORDO COM O APROVEITAMENTO SOLAR.....</b>		<b>147</b>



## LISTA DE FIGURAS

<i>Figura II.1 – Explicação Gráfica sobre Aplicação Tarifária</i> .....	9
<i>Figura II.2 – Esquema Explicativo da Tarifa Horo-sazonal Azul</i> .....	14
<i>Figura II.3 – Esquema Explicativo da Tarifa Horo-sazonal Verde</i> .....	15
<i>Figura II.4 – Esquema da Atuação Diária da Tarifa Branca</i> .....	19
<i>Figura III.1 – Objetivos Possíveis de um Programa de Resposta à Demanda</i> .....	25
<i>Figura III.2 – Tipos de Programas de Resposta à Demanda</i> .....	27
<i>Figura IV.1 – Matriz de Capacidade Instalada de Geração no Brasil.</i> .....	34
<i>Figura IV.2 – Ilustração de um Sistema Solar de Aquecimento de Água.</i> .....	40
<i>Figura IV.3 – Ilustração de um Sistema formado com Concentradores Solares</i> .....	40
<i>Figura IV.4 – Ilustração de um Sistema de Geração Fotovoltaica de Energia Elétrica</i> .....	41
<i>Figura IV.5 – Célula Fotovoltaica de Silício</i> .....	42
<i>Figura IV.6 – Painel Fotovoltaico.</i> .....	43
<i>Figura V.1 – Curvas de Demanda perfeitamente inelástica (a) e perfeitamente elástica (b)</i> .....	48
<i>Figura V.2 – Representação gráfica genérica da elasticidade-preço da demanda.</i> .....	48
<i>Figura V.3 – Elasticidade-preço da Demanda – Análise da sensibilidade.</i> .....	54
<i>Figura VI.1 – Fluxograma de Trabalho</i> .....	60
<i>Figura VI.2 – Sistema Teste.</i> .....	63
<i>Figura VI.3 – Curva Padrão de uma Geração Solar</i> .....	71
<i>Figura VII.1 – Curvas de Carga Diária Ativa por Classes de Consumo para os Dias Úteis, Sábados e Domingos e Feriados, durante 24 horas.</i> .....	74
<i>Figura VII.2 – Comparação entre o Perfil de Carga da Cidade do Rio de Janeiro e o do Sistema Teste</i> .....	75
<i>Figura VII.3 – Perfil de Corrente para a Situação Inicial (A)</i> .....	76
<i>Figura VII.4 – Perfil de Potência Ativa para a Situação Inicial (kW)</i> .....	77
<i>Figura VII.5 – Perfil de Potência Reativa para a Situação Inicial (kvar)</i> .....	77

<i>Figura VII.6 – Perfil de Tensão visto pela Barra #75 hora à hora no Sistema para a Situação Inicial.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura VII.7 – Perfil de Perdas Acumuladas hora à hora no Sistema para a Situação Inicial.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura VII.8 – Composição da Receita Total do Alimentador por Classe de consumo.</i>	<i>80</i>
<i>Figura VII.9 – Comparação entre as Curvas de Perfil de Consumo de cada Classe, antes e após a Aplicação do Processo de Elasticidade. ....</i>	<i>83</i>
<i>Figura VII.10 – Comparação entre as Correntes Registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa. ....</i>	<i>84</i>
<i>Figura VII.11 – Comparação entre as Potências Ativas demandas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa. ....</i>	<i>85</i>
<i>Figura VII.12 – Comparação entre as Potências Reativas verificadas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa. ....</i>	<i>86</i>
<i>Figura VII.13 – Comparação entre as Máximas Quedas de Tensão verificadas na barra #75 do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa.....</i>	<i>86</i>
<i>Figura VII.14 – Comparação entre as Perdas Ativas registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa. ....</i>	<i>87</i>
<i>Figura VII.15 – Comparação entre as Perdas Reativas registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa. ....</i>	<i>87</i>
<i>Figura VII.16 –Comparação entre as curvas de perfil de Consumo de cada classe, antes e após a aplicação do Processo de Elasticidade.....</i>	<i>91</i>
<i>Figura VII.17 – Comparação entre as Correntes Registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa. ....</i>	<i>92</i>
<i>Figura VII.18 – Comparativo de Corrente entre os Cenários considerando as Tarifas Branca Homologadas em 2013 e em 2015.....</i>	<i>93</i>
<i>Figura VII.19 – Comparação entre as Potências Ativas demandas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa. ....</i>	<i>94</i>
<i>Figura VII.20 – Comparativo de Potência Ativa entre os Cenários considerando as Tarifas Branca Homologadas em 2013 e em 2015. ....</i>	<i>95</i>
<i>Figura VII.21 – Comparação entre as Perdas Reativas registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa. ....</i>	<i>96</i>

<i>Figura VII.22 – Comparativo de Potência Ativa entre os Cenários considerando as Tarifas Branca Homologadas em 2013 e em 2015. ....</i>	<i>97</i>
<i>Figura VII.23 - Comparação entre as Máximas Quedas de Tensão verificadas na Barra #75 do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa.....</i>	<i>98</i>
<i>Figura VII.24 - Comparativo da Queda de Tensão verificada hora à hora na Barra #75, entre os Cenários considerando as Tarifas Branca Homologadas em 2013 e em 2015.....</i>	<i>99</i>
<i>Figura VII.25 – Comparação entre as Perdas Ativas registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa. ....</i>	<i>100</i>
<i>Figura VII.26 – Comparação entre as Perdas Reativas registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa .....</i>	<i>100</i>
<i>Figura VII.27 – Comparativo de Perdas Ativa entre os Cenários considerando as Tarifas Branca Homologadas em 2013 e em 2015. ....</i>	<i>101</i>
<i>Figura VII.28 – Comparativo de Perdas Ativa entre os Cenários considerando as Tarifas Branca Homologadas em 2013 e em 2015. ....</i>	<i>101</i>
<i>Figura VII.29 –Comparação entre as Curvas de Perfil de Consumo de cada Classe, antes e após a Aplicação do Processo de Elasticidade. ....</i>	<i>105</i>
<i>Figura VII.30 – Comparação entre as Correntes Registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa.....</i>	<i>106</i>
<i>Figura VII.31 – Comparativo de Corrente entre os cenários considerando as tarifas branca e convencional homologadas em 2015 e a teórica.....</i>	<i>107</i>
<i>Figura VII.32 – Comparação entre as Potências Ativas demandas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa. ....</i>	<i>108</i>
<i>Figura VII.33 – Comparativo de Potência Ativa entre os cenários considerando as tarifas branca homologadas em 2013 e a Teórica. ....</i>	<i>109</i>
<i>Figura VII.34 – Comparação entre as Potências Reativas demandas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa. ....</i>	<i>110</i>
<i>Figura VII.35 – Comparativo de Potência Ativa entre os cenários considerando as tarifas branca homologadas em 2015 e a Teórica .....</i>	<i>111</i>
<i>Figura VII.36 – Comparação entre as Máximas Quedas de Tensão verificadas na Barra #75 do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa. ....</i>	<i>112</i>

<i>Figura VII.37 – Comparativo da Queda de Tensão verificada hora à hora na barra #75, entre os cenários considerando as tarifas branca homologadas em 2015 ea Teórica.....</i>	113
<i>Figura VII.38 – Comparação entre as Perdas Ativas registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa .....</i>	113
<i>Figura VII.39 – Comparação entre as Perdas Reativas registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa .....</i>	114
<i>Figura VII.40 – Comparativo de Potência Ativa entre os Cenários considerando as Tarifas Branca Homologadas em 2015 e a Teórica. ....</i>	115
<i>Figura VII.41 – Comparativo de Potência Reativa entre os Cenários considerando as Tarifas Branca Homologadas em 2015 e a teórica. ....</i>	115
<i>Figura VII.42 – Curva de Desempenho do Sistema Derador frente a Variação da Incidência Solar e seu Aproveitamento.....</i>	118
<i>Figura VII.43 – Curva de carga do Consumidor Classe 5 para os Dias Úteis, Sábados e Domingos e Feriados.....</i>	119
<i>Figura VII.44 – Impactos dos Cenários de Geração na Curva de Carga do Consumidor Classe 5.....</i>	120
<i>Figura VII.45 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Corrente do Alimentador para os Dias Úteis.....</i>	121
<i>Figura VII.46 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Corrente do Alimentador para os Sábados.....</i>	122
<i>Figura VII.47 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Corrente do Alimentador para os Domingos.....</i>	123
<i>Figura VII.48 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Potência Ativa do Alimentador para os Dias Úteis.....</i>	124
<i>Figura VII.49 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Potência Ativa do Alimentador para os Sábados.....</i>	124
<i>Figura VII.50 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Potência Ativa do Alimentador para os Domingos.....</i>	125
<i>Figura VII.51 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Potência Reativa do Alimentador para os Dias Úteis.....</i>	126

<i>Figura VII.52 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Potência Reativa do Alimentador para os Sábados.....</i>	127
<i>Figura VII.53 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Potência Reativa do Alimentador para os Domingos e Feriados. ....</i>	128
<i>Figura VII.54 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Tensão visto na Barra #75 para os Dias Úteis.....</i>	129
<i>Figura VII.55 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Tensão visto na Barra #75 para os SábadosDias Úteis.....</i>	130
<i>Figura VII.56 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Tensão visto na Barra #75 para os Domingos e Feriados. ....</i>	131
<i>Figura VII.57 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Perdas Ativas para os Dias Úteis. ....</i>	132
<i>Figura VII.58 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Perdas Reativas para os Dias Úteis.....</i>	132
<i>Figura VII.59 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Perdas Ativa para os Sábados. ....</i>	133
<i>Figura VII.60 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Perdas Reativa para os Sábados. ....</i>	133
<i>Figura VII.61 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Perdas Ativas para os Domingos e Feriados.....</i>	134
<i>Figura VII.62 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Perdas Reativas para os Domingos e Feriados.....</i>	135
<i>Figura VIII.1 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Carga do Consumidor Classe 5 para os Dias Úteis.....</i>	147
<i>Figura VIII.2 – Impactos dos Cenários de Geração no Perfil de Carga do Consumidor Classe 5 para os Sábados.....</i>	148
<i>Figura VIII.3 – Impactos dos Cenários de Geração a 100 e 70 % de aproveitamento no Perfil de Carga do Consumidor Classe 5 para os Domingos e Feriados .....</i>	148
<i>Figura VIII.4 – Impactos dos Cenários de Geração a 50 e 30 % de aproveitamento no Perfil de Carga do Consumidor Classe 5 para os Domingos e Feriados .....</i>	149

## LISTA DE TABELAS

<i>Tabela IV.1 –Capacidade Instalada de Geração no Brasil.</i> .....	35
<i>Tabela V.1 – Patamares Horário de Elasticidade-preço da Demanda de Energia Elétrica.</i> .....	56
<i>Tabela V.2 – Tabela da Elasticidade-preço da Demanda por Patamar de Carga</i> .....	58
<i>Tabela VI.1 – Valores de Resistência e Reatância do Alimentador.</i> .....	62
<i>Tabela VI.2 – Classes de Consumo.</i> .....	63
<i>Tabela VI.3 – Curva de Carga Diária Ativa e Reativa referentes aos Dias úteis, Sábados e Domingos e Feriados, por Classe de Consumo.</i> .....	64
<i>Tabela VI.4 – Tarifa de Energia Convencional Monômnia e Tarifa Branca para o Grupo B1 - 2015.</i> .....	65
<i>Tabela VI.5 – Tarifa de Energia Convencional Monômnia e Tarifa Branca para o Grupo B1 - 2013.</i> .....	66
<i>Tabela VI.6 – Tarifa de Energia Convencional Monômnia 2015 e Tarifa Branca Teórica para o Grupo B1.</i> .....	66
<i>Tabela VI.7 – Matriz Elasticidade Própria e Cruzada Modelada para 24 horas de Consumo.</i> .....	69
<i>Tabela VII.1 – Receita paga Individualmente por cada Classe de consumo e a Receita Total do Alimentador dividida por Classe de Consumo.</i> .....	80
<i>Tabela VII.2 – Comparação da Receita paga Individualmente por cada Classe de consumo considerando a Tarifa Convencional e a Tarifa Branca.</i> .....	88
<i>Tabela VII.3 – Comparação da Receita Total da Distribuidora considerando cada cenário estudado</i> .....	89
<i>Tabela VII.4 – Comparação da Receita Total da Distribuidora discriminando a participação de cada processo de tarifação e considerando cada cenário estudo.</i> .....	89
<i>Tabela VII.5 – Comparação da Receita paga Individualmente por cada Classe de consumo considerando a Tarifa Convencional e a Tarifa Branca.</i> .....	102
<i>Tabela VII.6– Comparação da Receita Total da Distribuidora considerando cada cenário estudado.</i> .....	103

<i>Tabela VII.7 – Comparação da Receita Total da Distribuidora discriminando a participação de cada processo de tarifação e considerando cada cenário estudo. ....</i>	<i>103</i>
<i>Tabela VII.8 - Comparação da Receita paga Individualmente por cada Classe de consumo considerando a Tarifa Convencional e a Tarifa Teórica.....</i>	<i>116</i>
<i>Tabela VII.99 - Comparação da Receita Total da Distribuidora considerando cada cenário estudado .....</i>	<i>116</i>
<i>Tabela VII.10 - Comparação da Receita Total da Distribuidora discriminando a participação de cada processo de tarifação e considerando cada cenário estudo. ....</i>	<i>117</i>
<i>Tabela VII.11 - Comparação da Receita Total da Distribuidora discriminando a participação de cada processo de tarifação e considerando cada cenário estudo. ....</i>	<i>135</i>

# CAPÍTULO I

## INTRODUÇÃO

### I.1 Motivação

As restrições econômicas impostas por políticas recessivas ocorridas durante a década de 90, foram as principais agravadoras da falta de crescimento da capacidade de transmissão e de geração dos sistemas de energia elétrica. Sem investimentos, o sistema vinha sofrendo com congestionamentos das vias de transmissão, subutilização de outros, incapacidade de atendimento a demanda e de controle adequado do sistema, principalmente no que diz respeito ao controle da potência como um todo.

Em contrapartida, o avanço das novas tecnologias para equipamentos de utilidade pública, doméstica e produção industrial, principalmente no âmbito da eletrônica de potência, tem proporcionado aos consumidores o acesso a inúmeros equipamentos eletroeletrônicos que passaram a fazer parte de seu uso diário.

Com a diversidade de equipamentos e um custo final mais acessível, a aquisição destes produtos produz um grande aumento no consumo da energia elétrica em todo o mundo.

Nos últimos anos, o perfil de investimento no setor tem se alterado de forma positiva, no entanto, é natural que ainda se demande algum tempo e investimento para que o sistema seja considerado ideal do ponto de vista do consumo, atendendo à demanda solicitada de forma contínua e confiável, respeitando o comportamento de cada carga e equipamento.

A atual preocupação com a ecologia e o meio ambiente praticada nos países tem sido outro agravador deste processo, pois produz um atraso na realização de novos empreendimentos como construções de usinas e linhas de transmissão.

Para agravar ainda mais este cenário, nos últimos anos o país tem enfrentado uma crise hídrica causada pela ausência de chuva. Como é sabido, grande parte da eletricidade produzida no Brasil é de origem hidroelétrica, onde, com os reservatórios em níveis críticos, não só a produção de energia ficou comprometida como também todo o processo a ela associado, comprometendo principalmente o crescimento e o desenvolvimento do país.



Desta forma, o governo iniciou uma política de diversificação da matriz eletroenergética brasileira, através de leilões de energia que expandiram as oportunidades para a inserção de usinas de geração que utilizem fontes de energia primária diferenciadas. No entanto, construir novas usinas é uma solução de longo prazo, e requer estudos para sua implantação além de investidores dispostos a apostarem no mercado de energia.

Vale ressaltar que a iniciativa tomada pelo governo já começou a apresentar algum resultado, pois a menos de 5 anos atrás a hidroeletricidade representava cerca de 87% da matriz energética brasileira e atualmente, segundo informações contidas no site da Empresa de Pesquisa Energética – EPE [1] esse número passou para 66,1% (dados de abril/2015)

A fragilidade do sistema elétrico de potência e a necessidade de atendimento ao consumo se tornaram causas de preocupação constante nas empresas e órgãos do setor de energia elétrica que tem reagido, buscando alternativas, também no âmbito da pesquisa e do desenvolvimento tecnológico, para melhor operar e atender a esse mercado cada vez mais exigente.

Esta preocupação não é somente a nível nacional; empresas no mundo inteiro estão buscando meios e ferramentas para otimizar a geração, o transporte e a distribuição de energia elétrica. E é com base nessa busca, que algumas soluções e mecanismos têm surgido.

Um dos mecanismos mais difundidos é o Gerenciamento pelo Lado da Demanda, que é um mecanismo para gerenciar a demanda de energia elétrica de clientes em resposta a condições de fornecimento, geração, ambientais, econômicas, entre outros.

De maneira genérica, o Gerenciamento pelo Lado da Demanda é quando o consumidor ajusta seu padrão de consumo no espaço e no tempo em resposta a algum estímulo dado pela empresa de energia, seja esta a concessionária de distribuição, o operador de distribuição ou a agência de regulação. A natureza deste estímulo pode ser variada, como gerenciamento de carga, conservação estratégica, eletrificação, geração de energia pelo lado do consumidor, substituição de equipamentos obsoletos por mais eficientes e estratégias para o crescimento da participação no mercado. Para isso são desenvolvidos programas de resposta à demanda que podem ser embasados em tarifas de energia mais baratas, incentivos econômicos, vantagens contratuais, pactos sociais, etc.

No ponto de vista de alguns especialistas deste processo, o Gerenciamento pelo Lado da Demanda permite um uso mais eficaz dos recursos existentes, incluindo os ambientais, tornando possível postergar a construção de novas usinas geradoras e as correspondentes

instalações de transmissão e distribuição para escoamento da energia elétrica, possibilitando assim uma significativa economia.

Em razão disso, os programas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda assumem uma importância adicional para o Setor Elétrico Brasileiro, principalmente o atual, visto que são uma reação ao impasse: mercado consumidor que se expande sem que haja recursos disponíveis para novos investimentos a médio e curto prazo.

## **I.2 Objetivo**

Medidas de eficiência energética surgiram no mundo na década de 80, logo após o choque do petróleo, visto que o modelo de planejamento energético foi colocado em risco. Dentre tais medidas, o Gerenciamento pelo Lado da Demanda obteve grande destaque devido a suas características operacionais seguras e econômicas, sendo adotada em larga escala em diversos países.

No Brasil, uma das principais iniciativas para o gerenciamento pelo lado da demanda foi a implantação de tarifas horo-sazonais para as unidades consumidoras conectadas ao Sistema Interligado Nacional -SIN.

Com a implantação deste sistema, os consumidores receberam um sinal econômico tarifário e passaram a modular sua carga de acordo com a sensibilidade à tarifa. Como a tarifa de consumo e demanda de energia fica mais cara no horário de ponta, o consumidor, após uma análise de custo-benefício, avalia quais cargas podem ser desligadas, de forma a otimizar o custo de sua produção.

Segundo informações contidas no site da ANEEL [2], a aplicação deste sistema conseguiu uma redução de cerca de 12,5% no carregamento dos sistemas elétricos no Brasil, aumentando a sua confiabilidade, melhorando a conformidade dos níveis de tensão e postergando os investimentos de expansão inicialmente identificados como necessários.

Esse foi só o começo da implantação de um mecanismo de Gerenciamento de Lado da Demanda no país e logo viram outros. Recentemente, foram homologados dois mecanismos novos de gerenciamento pelo lado da demanda aplicados a consumidores residenciais do grupo B: A Tarifa Branca e a Geração Distribuída.

A Tarifa Branca é um mecanismo de Gerenciamento pelo lado da demanda embasado em programas tarifário de resposta à demanda, onde, a exemplo da tarifa horo-sazonal, o

consumidor residencial possuirá três postos tarifários: posto de ponta, intermediário e fora de ponta.

Essa nova modalidade tarifária foi aprovada em resolução pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL [2], e visa incentivar a diminuição do consumo de energia elétrica nos horários em que o sistema é mais utilizado, ou seja, na ponta, trazendo vantagens para o sistema e para o consumidor que na possibilidade de modular sua curva de consumo pode obter uma conta de energia mais barata.

Já a Geração Distribuída, quando aplicada nas instalações do consumidor para o fornecimento próprio direto, sendo para este caso considerada um mecanismo de Gerenciamento pelo lado da demanda embasado na autoprodução de energia, contribui para reduzir as perdas elétricas, aliviar o congestionamento nas linhas de transmissão, melhorar o perfil de tensão, melhorar a estabilidade do sistema e também reduzir os custos da eletricidade para o consumidor final.

O fato é que ambas as modalidades já são realidades no Brasil, apesar de somente existir aplicação da geração distribuída e ainda de forma muito tímida.

No entanto a questão que fica é quais seriam os efeitos e impactos destes dois mecanismos de gerenciamento pelo lado da demanda nas redes de distribuição, tanto para o consumidor quanto para a distribuidora.

Visando efetuar uma análise destas questões, este trabalho propõem a representação de possíveis respostas de um grupo determinado de consumidores ao estímulo provocado pela Tarifa Branca e por um grupo de Geração Distribuída Fotovoltaica, analisando seus impactos elétricos e econômicos.

A abordagem usada no processo é baseada em simulação, cuja metodologia adotada consiste na aquisição de dados de rede e de perfil de consumo de classes de consumidores residenciais e da alteração deste perfil frente a um cenário que foi preparado a partir de hipóteses, formulado com base na experiência do mercado e nas informações contidas em estudos especializados.

Com base nos impactos provocados pelos mecanismos de Gerenciamento pelo Lado da Demanda, será obtida a curva de carga final já contendo as alterações provocadas por este impacto. Estas curvas representam a resposta do consumidor ao sinal tarifário, e serão utilizadas na simulação da solução do problema de fluxo de potência da rede, no qual este grupo está inserido.

Desta forma, pretende-se efetuar um estudo da demanda total da rede de distribuição, analisando suas perdas e quedas de tensão, como também o impacto financeiro para o consumidor e para a Distribuidora frente aos índices de desempenho e aos dados de custo da energia no atacado e no varejo.

### **I.3 Estrutura da Dissertação**

Este trabalho está dividido em 7 capítulos, além de 2 apêndices que serão sucintamente descritos a seguir:

O Capítulo I apresenta uma introdução geral sobre o assunto abordado, bem como a motivação e o objetivo do tema abordado neste trabalho.

No Capítulo II é feita uma apresentação sucinta do processo de tarifação, focando uma análise sobre a estrutura tarifária brasileira e a tarifação dinâmica, em especial a aplicação da Tarifa Branca.

O Capítulo III apresenta uma análise dos programas de resposta à demanda e levanta a discussão do processo de implantação de uma tarifação dinâmica do tipo Tarifa de Período de Uso.

O Capítulo IV apresenta a Geração Distribuída como parte do processo de gerenciamento da demanda, dando ênfase a análise da Geração Distribuída fotovoltaica.

O Capítulo V apresenta o conceito de Elasticidade aplicado a preço e demanda, com uma análise direcionada ao mercado de energia.

O Capítulo VI apresenta a metodologia de análise proposta, indicando os passos, o material utilizado e as diretrizes adotadas no processo de formação dos dados e sua simulação.

O Capítulo VII apresenta o estudo de caso composto das simulações, resultados e análises realizados para verificar a aplicação da Tarifa branca e da Geração Distribuída Fotovoltaica num sistema teste.

O Capítulo VIII apresenta as conclusões obtidas com as análises realizadas e propõe sugestões de trabalhos futuros.

O Apêndice A apresenta a relação da distribuição dos consumidores por barra e tipo de classe no sistema teste.

O Apêndice B apresenta uma análise dos impactos do GD nas curvas de carga dos consumidores classe 5 estabelecidas nesta dissertação, de acordo com o seu aproveitamento solar.

# CAPÍTULO II

## TARIFAÇÃO

### II.1 Conceito

De maneira simplificada, pode-se entender a tarifa de energia como o preço cobrado por unidade de energia consumida (R\$/kWh). Este preço é formado pelos custos incorridos em todo o processo de fornecimento de energia, desde sua geração até a disponibilização aos consumidores finais. Além dos custos de geração, transporte e distribuição da energia, outros custos ainda incidem no valor final da tarifa, como por exemplo, os custos pela administração, disponibilidade e segurança da energia.

Assim, o valor da tarifa é dimensionado de forma que o preço da energia seja suficiente para arcar com os custos de operação e expansão do sistema elétrico, desde a usina geradora até o ramal de ligação dos consumidores de baixa tensão. Basicamente, estes custos devem cobrir os investimentos realizados na rede e a sua operação diária, que por sua vez devem resultar em baixos índices de falhas e menores tempos para eventuais consertos.

Estes custos são diretamente relacionados aos componentes físicos do sistema. No entanto existem encargos e impostos que também incidem sobre o valor final da tarifa e podem variar de acordo com a região administrativa.

No Brasil, o valor da tarifa de energia elétrica é calculado e estabelecido através de ato homologatório, pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL [2]. As tarifas podem ser calculadas para sistema de transmissão ou para o sistema de distribuição.

No sistema de transmissão, a tarifa é calculada de forma a remunerar os investimentos feitos pelas concessionárias de transmissão, que detêm as concessões de linhas e subestações. Desta forma, os usuários de geração, distribuição e consumidores diretamente conectados ao sistema de transmissão pagam a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST.

De acordo com a publicação no site da ANEEL [2], o cálculo da TUST é realizado a partir de simulação do Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada a configuração

da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga; o valor total da Receita Anual Permitida – RAP aos concessionários de transmissão e que deverá ser arrecadada no ciclo; e considera os parâmetros estabelecidos pela Resolução Normativa ANEEL nº 559/2013 [3]. A receita a ser arrecadada é composta da RAP a ser paga às concessionárias de transmissão; parte do orçamento do Operador Nacional do Sistema - ONS [4] arrecadado pela TUST; Parcela de Ajuste, que correspondente às diferenças de arrecadação do período anterior e da previsão de receita para pagamento de instalações de transmissão que irão entrar em operação ao longo do período considerado.

Já no sistema de distribuição, existem dois tipos de tarifa: a Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição – TUSD e a Tarifa de Energia - TE.

A TUSD é uma tarifa similar a TUST, sendo direcionada a distribuição. Segundo informações contidas no site da ANEEL [2], “a TUSD possui a função precípua de recuperar a receita definida pela ANEEL [2], e deve fornecer sinal econômico adequado para utilização racional dos sistemas de distribuição.” Em outras palavras, pode-se entender a TUSD como um sistema tarifário utilizado para fins de faturamento de encargos de uso dos sistemas de distribuição de consumidores livres, de unidades geradoras conectadas diretamente aos sistemas de distribuição e de distribuidoras que acessam os sistemas de distribuição de outra distribuidora.

A TUSD é um dos componentes do preço nos contratos de energia elétrica de grandes unidades consumidoras conectadas na distribuição, especificamente no que diz respeito ao transporte da energia no Sistema Interligado Nacional e foi criada pelo § 6º do art. 15 da Lei nº 9.074/95.

Numa análise bem simplificada, a TUSD se diferencia da TUST basicamente quanto aplicação ao sistema elétrico, de distribuição ou de transmissão, no qual o grande consumidor, a usina geradora e a distribuidora estão ligados .

Já as tarifas de energia são baseadas em premissas estabelecida pelo agente regulador e que estão definidas no contrato de concessão assinado entre a agência e a concessionária de distribuição. Neste processo estabelece-se um preço-teto, com tarifas sendo reajustadas anualmente, chamado de Reajuste Tarifário, ou através de um processo mais complexo chamado de Revisão Tarifária, com reajustes periódicos estabelecidos em contrato.

A Revisão Tarifária das concessionárias de distribuição é um processo periódico que tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido em seu contrato de concessão, geralmente de 4 anos, o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Já o

Reajuste Anual, chamado também de Parcela B, se limita a repassar ao consumidor os chamados custos não gerenciáveis, que são principalmente o custo envolvido na compra da energia dos geradores.

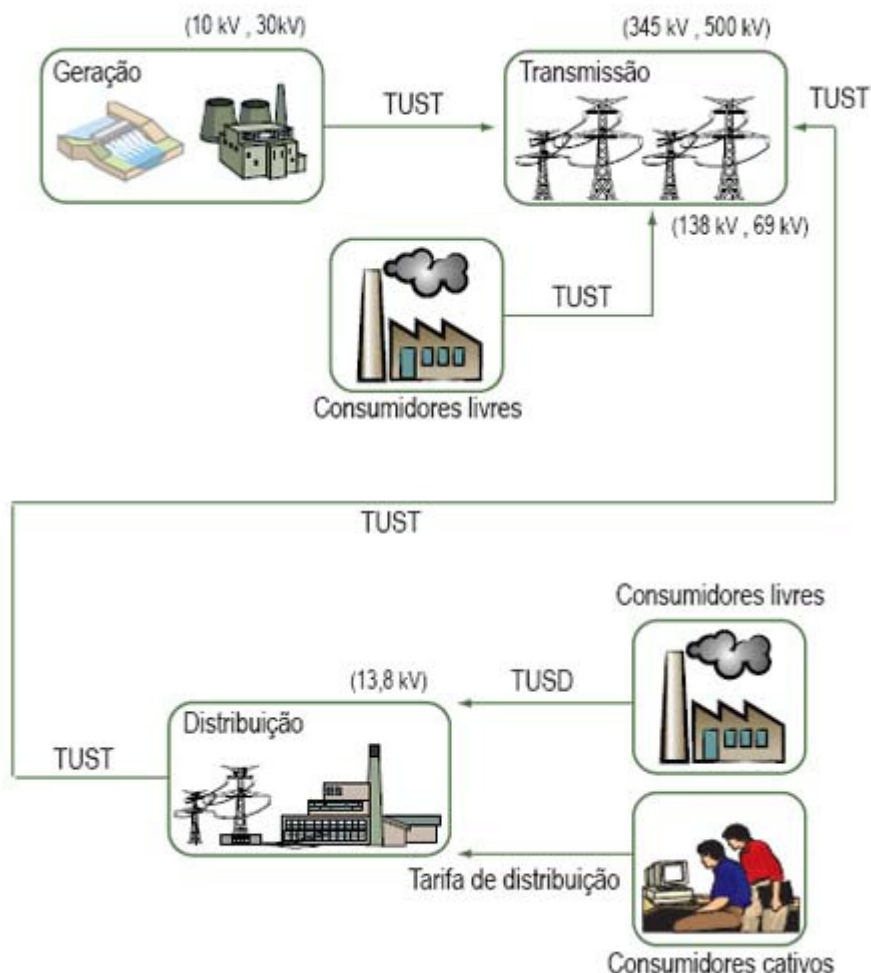


Figura II.1 – Explicação Gráfica sobre Aplicação Tarifária  
Fonte: Site da ABRADEE [32]

Apesar de importante, o Reajuste Anual não causa grande impacto no negócio das concessionárias de distribuição. Do ponto de vista estratégico, o processo de Revisão Tarifária Periódica é bem mais importante, porque define e fixa os parâmetros dos quais dependem essencialmente a lucratividade das distribuidoras nos quatro anos subsequentes ou até a próxima revisão.

Este processo é feito através de intervenção direta da Agência nas distribuidoras, levantando dados de investimento e gastos, comprovando sua efetiva implementação e seus graus de interesse sistêmico. No papel do regulador, a agência deve analisar os investimentos feitos pelas distribuidoras e capturar as melhorias significativas das condições



de mercado frente ao cenário macroeconômico do país de forma a repassá-los para os consumidores sempre visando a modicidade tarifária em seu benefício.

Desta forma, enquanto que nos Reajustes Tarifários anuais, a Parcela B da Receita é atualizada monetariamente pelo Índice Geral de Preço do Mercado - IGP-M, nos reajustes provenientes das Revisões Tarifárias periódicas são calculadas a receita necessária para cobertura dos custos operacionais que foram aplicados de forma eficiente e a remuneração adequada sobre os investimentos também realizados de forma eficiente para aquele período analisado.

Neste trabalho, os estudos serão direcionados a tarifa de energia da distribuição, principalmente as aplicadas aos consumidores residenciais.

## **II.2 Tarifa de Distribuição**

A tarifa de distribuição é a tarifa devida às concessionárias de distribuição de energia e que deverá ser paga pelos consumidores conectados ao seu sistema, de forma a remunerar a administração, o investimento, a disponibilidade e a venda de energia. Esta tarifa é calculada pela ANEEL [2] com base em dois parâmetros principais: a demanda de potência e o efetivo consumo de energia.

A demanda de potência é determinada pela média da potência elétrica requerida pelo consumidor através do sistema da distribuidora, mensurada em quilowatt (kW) ou megawatt (MW), durante um intervalo de 15 minutos. Desta forma, a distribuidora através de um sistema de medição próprio, fatura o consumidor pelo valor máximo atingido durante o período de fornecimento. O valor a ser pago pelo consumidor é obtido através do produto da demanda de potência pelo preço unitário em R\$/kW ou R\$/MW.

Já o consumo de energia é medido em quilowatt-hora (kWh) ou em megawatt-hora (MWh) e corresponde ao valor acumulado no tempo pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor durante o período medido. Pode ser representado pela integral da curva de demanda ao longo deste período, sendo faturado pela multiplicação do consumo verificado pelo preço unitário em R\$/kWh ou R\$/MWh, conforme explica a ANEEL em seu site [2].

De acordo com as características de fornecimento, ou pela demanda de potência ou consumo de energia, ou ainda por ambos, um consumidor conectado ao sistema de

distribuição será enquadrado em um grupo tarifário e terá a regra de cálculo de sua tarifa definida por este grupo.

A Resolução Normativa ANEEL nº 456/2000 [5], estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica e define os grupos tarifários para consumidores conectados às redes de distribuição.

## **II.3 Classificação dos Consumidores no Brasil**

No Brasil, as unidades consumidoras estão classificadas em dois grupos tarifários chamados de Grupo A e Grupo B.

No grupo A estão alocadas as unidades consumidoras atendidas em alta tensão, acima de 2,3 kV, dentre as quais pode-se citar como exemplo as indústrias, shopping centers e alguns edifícios comerciais. Este grupo está dividido em subgrupos, todos caracterizados por possuir uma tarifa binômica, ou seja, possuem um conjunto de tarifas de fornecimento constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa (kWh) e à demanda faturável (kW).

As unidades consumidoras são alocadas dentro destes subgrupos conforme seu nível de tensão:

- Subgrupo A1 para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- Subgrupo A2 para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- Subgrupo A3 para o nível de tensão de 69 kV;
- Subgrupo A3a para o nível de tensão de 30 a 44 kV; e
- Subgrupo A4 para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;

Existe ainda um tratamento especial dado aos consumidores atendidos por redes elétricas subterrâneas, que mesmo que atendidos em tensão inferiores a 2,3 kV (baixa tensão), são classificados dentro do grupo A, no subgrupo AS. Para fazer parte deste subgrupo e usufruir dos benefícios aplicados ao grupo A, é necessário que a unidade consumidora esteja localizada em área servida por sistema subterrâneo ou prevista para ser atendida pelo referido sistema, de acordo com o programa de obras da concessionária, como também atenda a um dos seguintes requisitos:

I) apresente um consumo de energia elétrica ativa mensal igual ou superior a 30 MWh em, no mínimo, 3 (três) ciclos completos e consecutivos nos seis meses anteriores a opção; ou

II) celebração de contrato de fornecimento fixando demanda contratada igual ou superior a 150 kW.

No grupo B estão alocadas as unidades consumidoras atendidas em tensão abaixo de 2,3 kV. Em geral, estão nesta classe as residências, lojas, agências bancárias, pequenas oficinas, edifícios residenciais, grande parte dos edifícios comerciais e a maioria dos prédios públicos federais, uma vez que, na sua maioria são atendidos nas tensões de 127 ou 220 V. Este grupo também está dividido em subgrupos, todos caracterizados por possuir uma tarifa monômio, ou seja, constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa (kWh).

As unidades consumidoras são alocadas dentro destes subgrupos conforme seu nível de tensão e também, como consequência, em função da demanda (kW).

- Subgrupo B1 – residencial e residencial baixa renda;
- Subgrupo B2 – rural e cooperativa de eletrificação rural;
- Subgrupo B3 – demais classes; e
- Subgrupo B4 – iluminação pública.

A classificação dos consumidores em grupos e subgrupos tem por objetivo distinguir os tipos de unidades consumidoras de forma a poder alocá-las em grupos com tarifas diferenciadas, aplicadas conforme suas características e consumos, facilitando também a implantação de uma política de tarifação mais dinâmica ao setor elétrico brasileiro, que ainda o faz de maneira tímida.

## **II.4 Estrutura Tarifária**

Entende-se por estrutura tarifária o conjunto de tarifas que são aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativa de cada consumidor, de acordo com sua modalidade de fornecimento. A atual estrutura tarifária brasileira está dando os primeiros passos no processo de dinamização para as tarifas dos consumidores alocados no grupo B. No entanto, este ainda trabalha com uma tarifa

convencional tipo B que é embasada no processo de reajuste e revisão tarifária das distribuidoras.

Até pouco tempo atrás a estrutura tarifária da baixa tensão poderia ser considerada estática, salvo se considerássemos os descontos oferecidos na tarifa pelo governo como forma de incentivo ou subsídio. Atualmente, além dos incentivos e subsídios, existem as bandeiras tarifárias e a proposta da tarifa branca, ainda em fase de implementação.

Um dos subsídios atualmente vigente é a chamada Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) instituída através da Lei nº. 10.438/2002 [6] para atendimento a consumidores identificados e classificados como baixa renda.

Posteriormente, a Lei 12.212, de 20 de janeiro de 2010, [7] introduziu inovações nos critérios para concessão de subsídio e para o enquadramento de consumidores que poderiam ser beneficiários de desconto na conta de energia elétrica, focalizando a concessão do benefício no parâmetro renda.

Para os consumidores alocados no Grupo A, a dinamização da tarifa pode ser obtida através de duas modalidades de fornecimento: Estrutura tarifária horo-sazonal Verde ou Estrutura tarifária horo-sazonal Azul. Existe ainda a opção de uma terceira modalidade, que não pode ser entendida como dinâmica, chamada de Estrutura tarifária Convencional.

O sistema Horo-Sazonal trata-se um sistema em que o preço das tarifas é diferenciado para os determinados horários do dia (ponta e fora de ponta) e períodos do ano (seco e úmido).

O horário de Ponta corresponde ao intervalo de 3 (três) horas consecutivas, definido pela concessionária, compreendido entre 17 e 22 horas, de segunda à sexta-feira. Já o horário Fora de Ponta corresponde às horas complementares às 3 (três) horas relativas ao horário de ponta, acrescido do total de horas dos sábados e domingos. O período Seco compreende o intervalo situado entre os fornecimentos abrangidos pelas leituras dos meses de maio a novembro de cada ano. E o período Úmido compreende o intervalo situado entre os fornecimentos abrangidos pelas leituras dos meses de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

No passado o único sistema utilizado, denominado Convencional, não permitia que o consumidor percebesse os reflexos decorrentes do seu uso da eletricidade, já que não havia diferenciação de preços segundo sua utilização durante as horas do dia e períodos do ano.

Devido ao comportamento da curva de carga ao longo do dia e a disponibilidade de água ao longo do ano, foi concebida a Estrutura de Tarifação Horo-Sazonal – Tarifas Azul e

Verde, que compreende a sistemática de aplicação de tarifas a preços diferenciados. Desta forma, a tarifa horo-sazonal foi criada visando estimular o deslocamento de parte da carga para os horários em que o sistema elétrico estiver menos carregado e orientar o consumo de energia para períodos do ano em que houver maior disponibilidade de água nos reservatórios das usinas.

Este sistema de tarifação possibilita ao mercado consumidor uma utilização mais racional da energia, compatível, portanto, com o potencial de produção e distribuição existente no sistema elétrico. Os preços diferenciados também permitirão ao consumidor reduzir suas despesas com eletricidade, tendo em vista eventual possibilidade de menor utilização de energia elétrica no horário de ponta e no período seco. Assim, o consumidor passa a ter a sua disposição três opções de tarifação, o convencional, usualmente aplicado, o qual não leva em conta os aspectos de diferenciação de preços, e as tarifas azul e verde em que o sistema horo-sazonal é aplicado.

## II.4.1 Tarifa Horo-sazonal azul e verde

A tarifa horo-sazonal azul, aplicada aos consumidores com maior fator de carga, possui dois valores de tarifa para demanda (ponta e fora de ponta) e quatro para energia (ponta e fora de ponta nos períodos úmido e seco). Neste sistema de tarifação são fixados dois valores de demanda contratada, um para o horário de ponta e outro para o horário fora de ponta, sendo que o valor de potência em kW estabelecido para o horário de ponta não pode ser inferior a 10% do valor estabelecido para o horário fora de ponta.

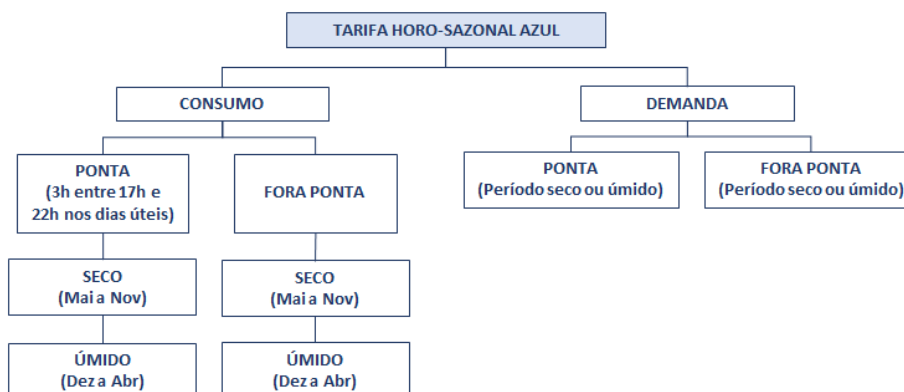
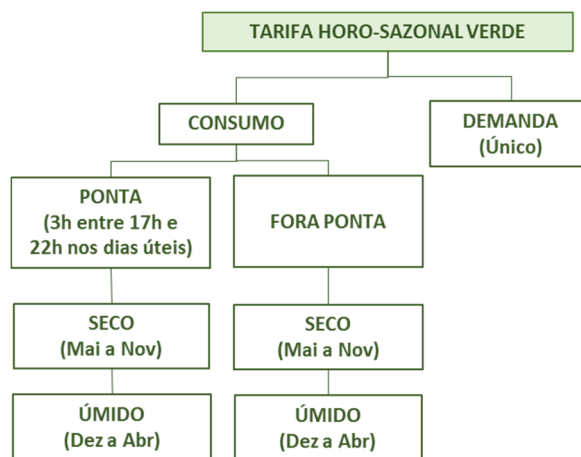


Figura II.2 – Esquema Explicativo da Tarifa Horo-sazonal Azul  
Fonte: ANEEL – 2015 [2]

Já a tarifa horo-sazonal verde possui apenas um valor de tarifa de demanda que independe do posto tarifário e quatro valores de tarifa de energia. Presume-se que a unidade consumidora estará inativa, desligada ou utilizando outra fonte de energia no horário de ponta. Caso seja registrado algum consumo de energia para este período, este será faturado pela tarifa correspondente, que é cerca de dez vezes o valor da tarifa verde. Esta modalidade é aplicável somente para os consumidores do Grupo A até 69 kV.

O valor da tarifa de demanda da modalidade Verde é igual ao da tarifa de demanda fora de ponta da Azul. Por outro lado, no valor da tarifa de energia na ponta da modalidade Verde estão incorporados também os custos do serviço de distribuição, cobrados em termos de potência na tarifa horo-sazonal Azul.

A *Figura II.2* e a *Figura II.3* ilustram melhor a ideia apresentada.



*Figura II.3 – Esquema Explicativo da Tarifa Horo-sazonal Verde*  
 Fonte: ANEEL-2015 [2]

## II.4.2 Convencional

Para o enquadramento da unidade consumidora na estrutura tarifária Convencional, as mesmas deverão fazer parte dos subgrupos A3a, A4 ou AS, e possuir demanda contratada inferior a 300 kW, desde que não tenham ocorrido, nos 11 meses anteriores, 3 (três) registros consecutivos ou 6 (seis) registros alternados de demanda superior a 300 kW. Atendendo estes requisitos, basta que o consumidor firme com a concessionária um contrato específico de fornecimento, no qual se pactua um único valor da demanda pretendida pelo consumidor, denominada Demanda Contratada, que será aplicada independentemente da hora do dia ou do período do ano.

## II.5 Tarifa Dinâmica

A modulação dinâmica da Tarifa, ou Tarifação dinâmica como também é conhecida, é uma metodologia de tarifação que distingue para diferentes períodos, sejam eles: diários, semanais, sazonais ou regionais; diferentes preços, visando incentivar os clientes a modular seu consumo e reduzir o uso do sistema nos horários habitualmente de maior demanda, adaptando a curva de carga de uma região a disponibilidade de energia e capacidade do sistema que a atende.

Durante muitos anos a tarifação dinâmica tem sido considerada uma forte ferramenta de gestão de consumo utilizada para incentivar os consumidores no processo de adesão à ideia de modular seu consumo de energia, servindo como indicadores de sinais de curto prazo.

De acordo com as características do consumo e com o objetivo de cada país, diferentes tipos de modulação tarifária podem ser implantados em forma de programas de resposta à demanda.

Um exemplo de processo de tarifação dinâmica aplicado ao Brasil é a tarifa horosazonal verde ou azul, que conforme visto no item anterior, possui tarifa elevada no horário onde o pico de carga ocorre, a fim de desestimular o consumo neste horário. Esta tarifa é aplicada somente a consumidores do tipo A, e de acordo com informações contida no site da concessionária Light Serviços de Eletricidade S.A. [8], sua introdução no mercado energético brasileiro usando o modelo da *Électricité de France* - EDF (azul e verde), teve um significativo impacto no deslocamento da carga dos horários de ponta, talvez até mais do que o esperado.

Em outros países, a aplicação da tarifação dinâmica já é uma realidade que atinge consumidores classificados no Brasil como do grupo B. Na província de Québec, no Canadá, a empresa estatal provincial Hydro-Québec [9] já se tornou uma referência mundial no que tange à aplicação de tarifação dinâmica. A sua distribuidora implantou em dezembro de 2008, um programa piloto de tarifas dinâmicas denominado *Time it Right* para seus consumidores domésticos. O projeto foi implantado nas cidades de Saint-Jean-sur-Richelieu (23mil consumidores), Spet-îles (6mil consumidores) e Val-d'Or (7,5 mil consumidores), escolhidas por apresentarem características climáticas, socioeconômica e populacionais favoráveis para o programa. A adesão ao programa era voluntária, bastando para adesão que o consumidor se enquadrasse na classe de consumo residencial, e residisse em

qualquer uma das três cidades contempladas pelo programa. Basicamente o *Time it Right* estabelecia que durante os eventos críticos o valor da tarifa ficava muito mais caro, entretanto nos horários fora de eventos, a tarifa era significativamente reduzida. A tarifação dinâmica só vigorava no inverno, período que vai do início de dezembro ao fim de março e os eventos tinham duração mínima de 4 horas e máxima de 8 horas, sempre ocorrendo das 7h00min às 11h00min e/ou entre as 17h00min e 21h00min, sendo permitido um máximo de 25 acionamentos durante o ano. Para este programa o consumidor era avisado do evento crítico às 15h00min do dia anterior através de um meio de comunicação previamente acordado entre ele e a distribuidora.

Estes eventos não poderiam acontecer em fins de semana ou feriados especiais como Natal, ano novo, Páscoa e sexta-feira santa.

O projeto vigorou até 2010, tendo a adesão de 2.000 consumidores e de acordo com o site da empresa [9], atingiu o seu objetivo na gestão de energia, sendo eliminado em 2010 frente ao reforço do sistema e a alta disponibilidade de energia na região.

Este modelo foi adaptado e utilizado na França e em outros países cujo inverno é rigoroso e o aumento no consumo compromete as instalações da distribuidora e a disponibilidade de energia.

Independentemente do tipo de programas de resposta à demanda adotado, para que um sistema de modulação para tarifação dinâmica opere dentro das características especificadas, é necessário que este possua um sistema de informação confiável, embasado em medidores microprocessados e em uma central de processamento que possa gerir e processar as informações de consumo e tarifa atribuídos a cada período utilizado, respeitando a característica individual ou conjunta dos períodos e consumidores, conforme determinado em sua concepção.

Este é um fator relevante na implantação de um programa de resposta à demanda, uma vez que um sistema de medição e processamento capaz de gerir esse tipo de informação com a precisão e segurança exigidas possui um custo que deve ser considerado. É verdade que com o advento do desenvolvimento tecnológico da informação e medição ocorrido no mundo, sob tudo com os projetos de smart grid, a mitigação do problema relacionado ao custo tende a ser minimizada em poucos anos, no entanto, a questão na implantação deste sistema ainda se complica frente à necessidade de uma regulamentação clara e melhor detalhada, que trate este sistema complexo de tarifação de forma a dirimir qualquer opacidade dos consumidores frente a este sinal econômico.



Neste capítulo ainda será analisada a nova proposta de tarifação dinâmica implementada recentemente no Brasil e que ainda não está em vigor: a tarifa branca.

## II.6 Tarifa Branca

A Tarifa Branca é uma modalidade de tarifação dinâmica aprovada pela ANEEL em novembro de 2011 [2]. Sua modulação usa como base a variação do valor da energia conforme o dia da semana e o horário do consumo, e é aplicada a consumidores conectados em baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 Volts).

Com uma última previsão de ser implementada no Brasil em 2015, o processo ainda aguarda os desdobramentos da Audiência Pública nº 43/2013 [2], que teve por finalidade colher contribuições para as regras comerciais aplicáveis à esta nova modalidade tarifária. De acordo com a ANEEL [2], a confirmação de uma data depende também da homologação dos medidores eletrônicos conforme os padrões técnicos definidos em regulamento do Inmetro.

Como já discutido anteriormente, atualmente a tarifa para a baixa tensão tem valor constante aplicado para todos os horários e dias da semana, apenas variando de área de concessão para área de concessão devido ao processo de revisão tarifária das distribuidoras. Esta tarifa é conhecida como tarifa convencional

A tarifação proposta segue a mesma filosofia e motivação do atual modelo de tarifa horo sazonal aplicado a consumidores conectados em tensão superior a 13,8 KV, onde para os horários de ponta definidos pela distribuidora local, o consumidor pagaria uma tarifa mais cara. Isso visa motivar o consumidor através da oportunidade de reduzir o valor pago pela energia consumida a adotar hábitos que priorizem o uso da energia fora do período de ponta definido pela distribuidora, redistribuindo seu consumo ao longo do dia e diminuindo o pico de carga nos horários de ponta, que são os horários mais críticos para o sistema como um todo.

Um pouco diferente do modelo horo sazonal, que para os dias uteis trabalha com dois patamares de horários, ponta e fora ponta, a tarifação branca trabalhará com três patamares horários: ponta, intermediário e fora de ponta.

No período considerado como fora ponta, que compreenderá 19 horas consecutivas do dia, a tarifa aplicada é mais barata e tende a ser inferior que a tarifa convencional atualmente aplicada aos consumidores, aproximadamente a metade do valor. Os períodos

intermediários e ponta complementarão as 5 horas faltantes e serão aplicados em coincidência com o horário de pico de cada distribuidora. Desta forma a composição será de 2 horas no período intermediário, uma ao início e outra ao final do período de 5 horas, e 3 horas de ponta, que serão aplicadas de maneira consecutiva após a primeira 1 hora de período intermediário. Nestes dois períodos a energia é mais cara, chegando o período intermediário a 3 vezes o valor da tarifa branca para o período fora ponta e o período de ponta a 5 vezes este valor.

Como na modulação tarifária horo sazonal, nos feriados nacionais e nos finais de semana, o valor é sempre fora de ponta.

A Figura II.4 esboça o esquema de atuação da tarifa branca.

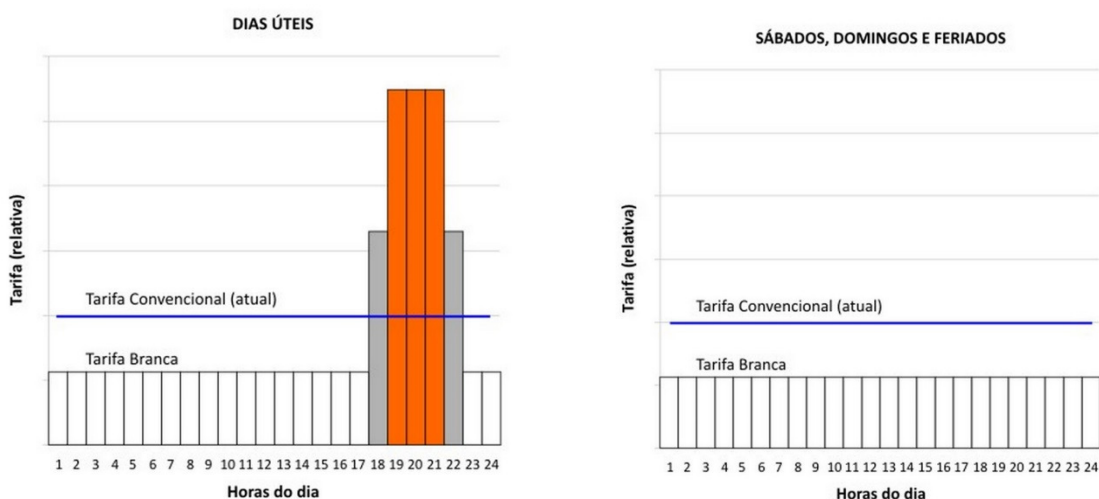


Figura II.4 – Esquema da Atuação Diária da Tarifa Branca  
Fonte: ANEEL-2015 [2]

Os períodos horários de ponta, intermediário e fora ponta são homologados pela ANEEL nas revisões tarifárias periódicas de cada distribuidora, que como visto, ocorrem em média a cada quatro anos.

De forma resumida, a proposta é que a tarifa branca seja opcional, cabendo ao consumidor a opção da adesão, que de acordo com as regras sugeridas na audiência pública, deverá ser feita diretamente à distribuidora e atendida por esta em até 30 dias. Esta adesão pode ser feita mesmo para uma nova ligação, no caso do consumidor querer iniciar o seu fornecimento com aplicação da modalidade tarifária Branca. Neste caso, a distribuidora deverá atender à solicitação dentro dos prazos definidos pela Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010 [10], que são de no máximo 5 dias em área urbana e 10 dias em área rural.

A opção pela modalidade tarifária Branca poderá ser exercida por todos os titulares de unidades atendidas em baixa tensão, exceto aquelas classificadas como iluminação pública ou que venham a fazer uso do sistema de pré-pagamento.

Caso o consumidor deseje, ele poderá retornar à Tarifa Convencional a qualquer tempo, devendo esta solicitação também ser feita diretamente a distribuidora, que terá o prazo de 30 dias para atendê-lo. Nestas condições, caso o consumidor opte pelo retorno à Convencional, uma nova adesão à Tarifa Branca só poderá ser feita após o decurso de 180 dias.

Um outro item bastante polêmico na audiência pública da implantação da Tarifa Branca [2] é o sistema de medição, que deverá ser capaz de monitorar todas as variações de tarifa por hora. De acordo com o proposto, os custos relativos ao medidor e à sua instalação são de responsabilidade da distribuidora, ficando eventuais custos para alterações no padrão de entrada da unidade consumidora por parte do solicitante. Os consumidores que optarem por ter um medidor com funcionalidades adicionais, poderão ser atendidos pela distribuidora, devendo porém arcar com a diferença de preço desse equipamento em relação ao medidor normal.

Desta forma, a distribuidora deverá discriminar na fatura fornecida ao consumidor os valores de consumo em cada período: ponta, fora de ponta e intermediário. Os consumidores que estiverem cadastrados para receberem os descontos da Tarifa Social, também deverão ser tratados de maneira diferenciada pela distribuidora, onde os descontos deverão ser concedidos de forma progressiva, observados os respectivos períodos em que tenha ocorrido o consumo e aplicados os descontos da faixa de consumo seguinte somente quando ultrapassado o limite máximo de consumo da faixa anterior.

A Tarifa Branca cria condições que incentivam alguns consumidores a deslocarem o consumo dos períodos de ponta para aqueles em que a distribuição de energia elétrica tem capacidade ociosa.

É importante que o consumidor, antes de optar pela Tarifa Branca, conheça seu perfil de consumo e a relação entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional. Quanto mais o consumidor deslocar seu consumo para o período fora de ponta e quanto maior for a diferença entre essas duas Tarifas, maiores são os benefícios da Tarifa Branca.

A Tarifa Branca não é recomendada se o consumo for maior nos períodos de ponta e intermediário e não houver possibilidade de transferência do uso dessa energia elétrica para o período fora de ponta.

Para ter certeza do seu perfil, o consumidor deve comparar suas contas com a aplicação das duas tarifas. Isso é possível por meio de simulação com base nos hábitos de consumo e equipamentos do consumidor ou com o uso de um medidor, aprovado pelo Inmetro, que consiga registrar o consumo conforme os horários em que a energia elétrica é utilizada.

Para aderir à Tarifa Branca, os consumidores precisam formalizar sua opção junto à distribuidora. Quem não optar pela Tarifa Branca continuará sendo faturado pelo sistema atual.

Este trabalho se propõe a simular a aplicação desta tarifa em consumidores do tipo B, diferenciando seus consumos e analisando a viabilidade econômica de sua aplicação, tanto para o consumidor como para distribuidora.

# CAPÍTULO III

## GERENCIAMENTO DA DEMANDA

### III.1 Conceito

O conceito de gerenciamento da demanda está vinculado diretamente ao processo estratégico de direcionar ou redirecionar as tomadas de decisões em direção a uma posição que apresente um perfil social, estrutural e ou econômico mais favorável.

Este conceito pode ser amplamente aplicado e são inúmeros os exemplos de aplicação encontrados no dia a dia. Em uma rodovia, por exemplo, que apresente um grande fluxo de veículos durante um determinado período do dia, algumas atitudes podem ser tomadas para melhor gerenciar a demanda de veículos neste horário. Por exemplo, o aumento da tarifa de pedágio a fim de reduzir o fluxo, ou mesmo, a redução desta tarifa em horário onde se deseje fomentar a circulação de veículos.

Ainda no viés do transporte, recentemente houve um exemplo na cidade de São Paulo, onde, devido ao grande fluxo de veículos nas ruas, foi estabelecido um gerenciamento de demanda baseado em rodízio veicular. Neste rodízio os veículos de passeio eram proibidos de circular em determinados dias e horários dentro da cidade conforme numeração de suas placas de licenciamento. Caso fossem flagrados infringindo a regra, o condutor era submetido a penalidades na forma de multas de trânsito e pontuação em sua carteira de motorista. Esta atitude foi tomada visando reduzir os congestionamentos e restabelecer a locomoção eficiente na cidade.

De uma maneira geral, o objetivo deste tipo de programa é diminuir o consumo nos momentos críticos e deslocá-lo para os períodos de consumo histórico menor.

É com base neste conceito que será discutido neste capítulo a respeito do gerenciamento de demanda aplicado à gestão de consumo de energia elétrica.

De acordo com a referência [11], a gestão pelo lado da demanda teve sua aplicação referenciada ao setor elétrico durante a crise do petróleo em 1973, sendo apresentado publicamente o termo demand side management (DSM), pelo Electric Power Research Institute, nos anos de 1980. DSM ou simplesmente gestão pelo lado da demanda aplicado no âmbito elétrico, pode ser definido como uma alteração da energia demandada pelo consumidor utilizando métodos como: incentivos financeiros, sinais econômicos em horários específicos e até mesmo a conservação da energia por meio da educação.

Vale ressaltar que uma característica do gerenciamento de demanda é que qualquer atividade desenvolvida para este fim deverá partir de uma intenção deliberada e implementada pela concessionária ou pelos órgãos competentes de gestão de energia. De modo que, ações como redução de consumo, política de meio ambiente ou política de eficiência energética, que partam de iniciativas próprias do consumidor, não possam ser considerados como programas ou processos de gerenciamento da demanda.

É natural que com a implantação de um programa de resposta à demanda algum tipo de redução no consumo ocorra, ou devido a conscientização implícita de uma melhor gestão de consumo por parte do consumidor ou mesmo pelas reduções de perdas. No entanto, para este trabalho, somente foi avaliado este impacto de forma geral.

## **III.2 Gerenciamento da Demanda de Energia**

Segundo a referência [12], o gerenciamento da demanda de energia através da resposta à demanda pode ser definido como a capacidade de efetuar mudanças nos hábitos e padrões de consumo dos usuários finais em virtude de variações no preço ao longo do tempo, sendo um mecanismo que busca alterar a quantidade demandada de energia em um período específico de forma a aumentar a confiabilidade de uma rede.

Já a referência [13] conceitua o gerenciamento pelo lado da demanda como sendo intervenções deliberadas de uma empresa de energia no mercado consumidor com o intuito de alterar a demanda do consumidor.

Ambas as definições conceituam bem o gerenciamento de demanda de energia elétrica e se complementam em sua definição total.

No entanto, o gerenciamento de demanda de energia quando concebido deve ser direcionado a um objetivo específico, podendo ser desenhado para a redução do pico de consumo, para o preenchimento de vales de demanda em horários específicos, mudanças na curva de carga de determinadas classe consumidoras, conservação estratégica, crescimento estratégico e até mesmo para construção de curvas de cargas flexíveis.

Atualmente, os projetos de expansão do sistema elétrico são feitos considerando a capacidade máxima de fornecimento para atendimento de uma região. No entanto, a grande maioria dos sistemas somente atinge valores próximos a essa capacidade durante um período de fornecimento curto, quando do atendimento do pico de carga do sistema. Desta forma, transformadores, linhas de distribuição e outros equipamentos são dimensionados

para suportar uma carga que na grande maioria dos casos ocorre num período de tempo que corresponde a 15 % do dia, ficando o sistema 85% do tempo restante operando em condições de subutilização. Assim, o gerenciamento de demanda com o objetivo de redução do pico de consumo visa implementar meios de achatamento da curva nos horários de utilização desta capacidade máxima com o objetivo de reduzir custos operacionais e de expansão, como também a dependência de combustíveis críticos no processo de geração. Grande parte dos programas de resposta à demandas atualmente utilizados trabalham com este conceito para a redução de pico.

Outra aplicação também muito difundida, é na obtenção do preenchimento de vales da curva de carga que ocorrem em horários específicos, onde o custo marginal é maior que o preço médio da eletricidade. Isso ocorre devido a elasticidade associada ao custo marginal que começa por decrescer à medida que se aumenta a quantidade produzida, situação que se justifica pelo fato de existirem custos fixos que se diluem em quantidades maiores, o chamado efeito escala. Desta forma, o aumento do consumo gera uma diminuição do custo marginal da energia.

Um terceiro objetivo também muito buscado no processo de gerenciamento da demanda é o deslocamento de carga, onde busca-se mover a carga de períodos no pico de demanda para períodos fora deste pico. É um objetivo muito próximo ao achatamento da curva, no entanto, no deslocamento da curva não há redução no consumo e sim um deslocamento de certa parte do consumo para outro horário. Este trabalho se focará neste objetivo para elaboração das simulações.

Também são criados programas de gerenciamento de demanda com o objetivo de conservação estratégica, onde a concessionária de distribuição com o suporte dos órgãos de gestão de energia desenvolvem projetos de substituição de equipamentos antigos por novos mais eficientes, a fim de obter uma redução geral da demanda em toda a curva de carga. Após 2001, ano em que vivemos o racionamento de energia, a Ministério de Minas e Energia – MME, em conjunto com a ANEEL, apoiou programas de eficiência energética que tem estimulado inúmeros projetos que visam a conservação estratégica através de troca de equipamentos antigos por equipamento de consumo eficiente.

Outro objetivo é o crescimento estratégico da carga, onde as concessionária de distribuição de energia fomentam o consumo através de redução de preço ou aumento de incentivos. Envolve um crescimento geral da carga por razões estratégicas do setor elétrico ou governamental, como no excesso de material combustível ou no processo de substituição de carros movidos a combustíveis convencionais por carros elétricos.

Também existem programas nos quais são apresentadas ao consumidor opções de ter uma qualidade do serviço diferenciada, com possibilidade de eventuais cortes ou redução da qualidade da energia em troca de incentivos diversos. Este conceito é conhecido como curva de carga flexível e permite a concessionária flexibilizar a carga em virtude de opções otimizadas de despacho, ao se conhecer a priori um horizonte de oferta e demanda mais favorável.

A figura abaixo mostra um esquemático prático para entendimento destes objetivos, representando sua ação no processo de gerenciamento da demanda.

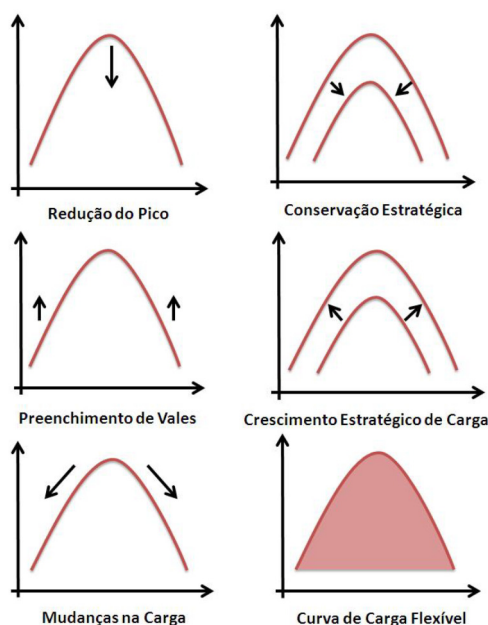


Figura III.1 – Objetivos Possíveis de um Programa de Resposta à Demanda  
 Fonte: Gellings -1985 [13]

### III.3 Programa de Resposta à Demanda

Os programas de respostas a demanda podem ser definidos como estudos realizados e direcionados da aplicação do gerenciamento da demanda de energia a fim de atingir um ou mais objetivos de um processo de gerenciamento da demanda de energia.

Desta forma, antes de se elaborar um programa de resposta à demanda, a empresa ou órgão responsável por sua implantação deverá definir quais são os objetivos desejados



com este processo. Neste processo é importante conhecer bem o perfil de consumo ao qual se deseja atingir com o programa e avaliar se as atitudes tomadas terão o retorno previsto.

Contudo, devemos nos atentar que programas de resposta à demanda devem considerar outros fatores, como a conservação de carga, a modernização de equipamento, sobre tudo os medidores, e até mesmo os incentivos e propagandas do programa.

Para programas de resposta à demanda que prevêm um controle dos equipamentos de grande consumo instalados nas unidades consumidoras seja de classe residencial, comercial ou industrial, como por exemplo ar-condicionados, aquecedores de ambiente, fornos elétricos e bombas em geral, devemos avaliar o melhor método de controle sobre tudo a aplicabilidade deste método ao cliente em questão.

Mesmo a geração distribuída pode ser considerada um programa de resposta à demanda, desde de que seja conduzida pela própria empresa de energia de forma integrada, sendo despachada remotamente em períodos convenientes, de forma a deslocar a curva de demanda do sistema central.

Existem também os programas de resposta à demanda aplicados ao incentivo e promoções junto ao consumidor. Eventualmente eram promovidos pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL, ANEEL e o Governo do Estado, em parceria com algumas distribuidoras, um programa onde eram oferecido algum desconto para consumidores que substituíam sua geladeira, ar condicionado e maquinas de lavar antigas por produtos mais novos com selo de eficiência de consumo. Para isso, bastava o consumidor entregar o eletrodoméstico antiga no ato do recebimento da nova. Outros programas incentivados pelo governo também foram implementados com êxito.

No entanto, os programas de resposta à demanda mais utilizados são os baseados em tarifa. Estes programas consistem na definição de um valor de tarifa diferenciado em função do custo da energia em determinado horário. E um programa bem difundido em diversos países e sua aplicação, normalmente alcança o objetivo do programa.

PINDICK e RUBINFELD - 2003 afirmam que os consumidores, buscando maximizar o próprio bem-estar, optam por diferentes produtos devido às suas preferências e aos preços da economia. À medida que o preço se eleva, os consumidores tendem a reduzir a quantidade demandada e quando o preço cai, os consumidores tendem a aumentar o volume demandado.

No próximo item foram avaliados os tipos de programa de respostas à demanda atualmente praticados por empresas de distribuição de energia e operadores de sistema em diversos países.

### III.4 Tipos de Programa de Resposta à Demanda

Existem várias maneira de classificar os tipos de programas de resposta à demanda atualmente aplicados. Alguns estudiosos como PINDICK a RUBINFELD – 2002, consideram os programas de resposta à demanda dentro de uma única classificação tida como Tarifa de incentivo, outros analisam de forma independentes os programas baseados em tarifa e os baseados em incentivo.

Nesta dissertação optou-se por uma adaptação da classificação feita por [12], que dividia os programas de resposta à demanda em dois tipos: Resposta à Demanda com Base em Incentivo, do inglês, incentive-based e Resposta à Demanda com Base em Tarifas, do inglês price-based. A Figura III.2 apresenta uma divisão mais detalhada desta classificação.



Figura III.2 – Tipos de Programas de Resposta à Demanda.  
Fonte: Adaptado de AALAMI, MOGHADDAM e YOUSELF - 2009

Os programas de resposta à demanda baseado em incentivos são aqueles que envolvem algum tipo de incentivo, normalmente de fundo financeiro na adesão ao programa. São baseados em arranjos contratuais que envolvam descontos na conta ou no pagamentos antecipado e benefícios a consumidores participantes, feitos normalmente entre estes e a concessionária de distribuição de energia elétrica ou permissionárias ou ainda operadores de redes.

Programas de resposta à demanda baseados em incentivo são aplicados como solução para situações em que a segurança e estabilidade do sistema elétrico estejam comprometidas ou os custos da geração de energia a curto prazo estejam em valores elevados comprometendo a modicidade político-tarifária. Nestes programas, o estudo do

perfil de consumo de cada clientes é feito com base na média de seus últimos registros de consumo e, é determinado um montante ou um percentual de redução sobre esta média.

A participação do consumidor neste tipo de programa é, muito frequentemente, voluntária, e caso o consumidor não cumpra o compromisso acordado de redução ou desligamento de sua carga quando acionado pela outra parte, sofrerá sanções na forma de multa.

Conforme subdivisão apresentada na figura anterior, os programas de resposta à demanda baseados em incentivo se dividem em Programas Clássicos e Programas relacionados ao Mercado.

Nos programas clássicos os consumidores recebem incentivos financeiros que variam desde desconto em sua fatura de energia mensal à créditos de energia para consumo, como pagamento antecipado. As duas modalidades de programas clássicos são por programa de controle direto de carga ou por programa Interruptíveis.

Em programas de controle direto de carga, ou controle direto de consumo, como também são conhecidos, o concessionário ou operador do sistema possui gerenciamento sob as cargas consideradas interruptíveis dos consumidores conectados diretamente ao seu sistema, tais como bombas d'água, sistema de aquecimento de água, sistema de condicionamento de ar, entre outros. Desta forma, de posse de um sistema smart grid de controle de consumo, o concessionário ou operador do sistema possui permissão dada pelo próprio consumidor, para desligar de forma automática tais sistemas e equipamentos. De acordo com informações contidas na página da HydroQuebec [9], programas destes tipo são atualmente os mais usados em várias províncias no Canadá e na maioria dos Estados dos estados Unidos, onde são voltados consumidores residenciais e comerciais de pequeno porte.

Os programas interruptíveis se assemelham aos de controle direto de carga, estando a principal diferença no processo de acionamento do corte. Para este, o valor de montante a ser reduzido é previamente definido, e deve ser acatado pelo consumidor independentemente do tipo de carga a ser desligada. Para isso, o consumidor é solicitado através de um meio de comunicação estável previamente acordado, a reduzir seu consumo.

Já os programas de resposta à demanda relacionados ao Mercado, são financeiramente mais agressivos. Nestes programas, os consumidores participantes, ao atingirem as metas, são normalmente recompensados com dinheiro.

Um exemplo deste tipo de programa é o Leilão de Redução de Demanda, ou do inglês Demand Bidding. Como o próprio nome sugere, este programa funciona como um leilão,

onde o consumidor oferta um montante de redução de seu consumo para a empresa de distribuição e caso sua oferta esteja abaixo ou dentro do valor de mercado e inferior aos demais ofertantes, poderá ser aceita pela empresa. Este programa é normalmente usado por grandes consumidores que, dependendo do preço do mercado atacadista, preferem trabalhar com curvas de carga elásticas conforme processo de formação de preço do mercado.

Outro programa relacionado ao Mercado é o Resposta à Demanda de Emergência, que trabalha com a filosofia de redução da demanda em caso de emergência sistêmica. Neste caso a empresa prestadora de serviço remunera os clientes por redução de energia medida quando da necessidade de corte de carga. O valor desta redução é pre estabelecida em estudo e limitada ao mínimo funcionamento de cada consumidor, no entanto a solicitação de redução é emergencial. A adesão ao programa por parte do consumidor é opcional e a redução voluntariada.

Nesta mesma filosofia de atuação, existem os programas de Mercado de Capacidade, onde as mesmas condições são oferecidas aos clientes, no entanto, a solicitação de redução é feita com um dia de antecedência.

Um último programa com base em incentivos relacionado ao Mercado é o Mercado de Serviços Ancilares. Este programa atua assim como os serviços ancilares prestados atualmente, onde o conectante participante do programa é remunerado pela capacidade de reserva e pela provisão de energia. Estes programas também costumam ser embasados e tipos de leilão onde o ofertante oferece seu serviços.

Os programas com base em incentivo são uma realidade pulsante no mercado de energia internacional. No entanto, nesta dissertação não será abordada sua aplicação. Visando abordar uma realidade mais próxima do mercado brasileiro, optou-se por programas de resposta à demanda baseados em tarifa.

Seguindo o segundo vies da *Figura III.2*, estão os programas de resposta à demanda baseados em tarifa. Programas deste tipo se baseam na ideia de que os consumidores, frente ao preço da tarifa, alterem seu perfil de consumo.

Diferente dos programas de resposta à demanda baseados em incentivos, os programas de resposta à demanda baseados em tarifa não prevêem uma intervenção direta da concessionária de distribuição ou do operador do sistema. Este tipo de programa fornece ao consumidor um sinal tarifário de forma que o mesmo possa remodelar o seu consumo, deslocando parte de seu carga de consumo para horários onde a energia seja mais barata, ou mesmo desligando equipamentos em determinados horários, obtendo assim uma

flexibilização da curva de consumo favorável para ambas as partes, mas sempre mantendo o consumidor no controle do seu consumo.

A *Figura III.2* mostra três tipos de programa de resposta à demanda baseados em tarifas. Diversos autores consideram outros tipos e outras divisões e subdivisões para programas baseados em tarifa. Nesta dissertação, optou-se por considerar somente estes três tipos de programa como principais, tratando os demais como variações destes programas. Uma análise mais específica é feita abaixo para cada tipo apontado na figura.

### **III.4.1 Tarifação em Tempo Real**

A Tarifação em Tempo Real, ou do inglês, *Real Time Pricing*, é um mecanismo de gestão da demanda embasado em uma taxa que, de acordo com [19], reage sobre o valor do preço da eletricidade fazendo com que esta tipicamente flutue a cada hora, refletindo a mudança do preço da energia no atacado. Desta maneira, os preços são calculados com um avanço que pode ser em base horária, diária ou semanal, fazendo com que os preços pagos pelos consumidores reflitam as condições de oferta e demanda do sistema a cada período de tempo de acordo com o intervalo de precificação.

Este tipo de tarifação é mais comumente aplicado a consumidores residenciais e tem por objetivo incentivar os consumidores a modificar seus perfis de consumo de acordo com o preço. Nele o consumidor pode ser informado sobre os preços da tarifa com uma semana, dias ou horas de antecedência, trabalhando a grande maioria dos programas com o período de um dia ou uma hora. Isso faz com que o consumidor seja o tempo todo motivado a alterar sua demanda de energia, contribuindo para o equilíbrio do mercado de energia, o aumento da segurança e estabilidade do sistema elétrico e a diminuição dos picos de carga.

Alguns especialistas na área de tarifação subdividem este programa em dois outros programas: Tarifação em tempo Real para o sia seguinte, ou do inglês, *Dau-ahead Real Time Pricing* e Tarifação em tempo Real para dois perfis de consumo, do inglês, *Two-part Real Time Pricing*. No primeiro, os consumidores são informados do preço da taxa ou da tarifa final de energia com 24 horas de antecedência do eventual consumo, podendo ajustar assim seu perfil de consumo de acordo com as informações passadas pela distribuidora ou operador do sistema. No segundo, é feito um estudo prévio do perfil de consumo de cada consumidor participante do programa, onde, através deste estudo se obtêm uma faixa de consumo padrão. Caso o consumidor altere seu consumo para mais, violando os limites superiores da faixa de consumo padrão estabelecida pela distribuidora, o mesmo pagara

uma taxa na forma de penalidade. No entanto, caso a violação da faixa seja no limite inferior, ou seja, o consumidor altere seu consumo para menos, será pago uma bonificação pela disponibilidade.

### **III.4.2 Tarifação Período de Uso**

A Tarifação por Período de Uso, ou do inglês, *Time of Use*, é um mecanismo de gestão da demanda embasado em tarifas de valores diferentes para períodos diferentes do dia, meses ou ano, ou seja, é uma metodologia de tarifação que distingue para diferentes períodos, sejam eles: horário, diários, semanais ou sazonais, ou ainda para diferentes regiões, diferentes preços de tarifas, visando incentivar os clientes a modular seu consumo e reduzir o uso do sistema nos horários habitualmente de maior demanda, adaptando a curva de carga de uma região a disponibilidade de energia e capacidade do sistema que a atende.

Este mecanismo é normalmente usado para adequar e corrigir o mercado de energia de longo e médio prazo, servindo como sinal econômico do custo de energia. Esta tarifa é usualmente definida com base em estudos da situação econômica e energética da região a qual se deseja implementar o programa. Como estes estudos são feitos em meses, e em alguns casos, com até um ano de antecedência da efetiva data de sua implantação do programa, a tarifa poderá refletir o custo médio da energia em descasamento com a realidade, fazendo com que os preços não reflitam a real condição momentânea de oferta e demanda da região.

Se comparada a Tarifação em Tempo Real, a Tarifação de Uso atua menos dinamicamente na definição do sinal econômico do custo de energia, em um nível de discretização bem menor.

Vale ressaltar que a filosofia aplicada por traz dos programas embasado em Período de Uso podem trazer benefícios para os consumidores que aderirem ao programa, uma vez que com a possibilidade de modelação do seu consumo para os períodos onde a tarifa de energia seja mais barata, o mesmo possa obter uma economia do consumo final de energia. No entanto, esse tipo de tarifação, si não for bem avaliados poderá causar impactos negativos tanto no consumidor como na distribuidora.

Caso o consumidor não responda de forma imediata ao Programa de tarifação de uso, seja pelo o tempo necessário para a mudança de hábito no próprio perfil de consumo, seja pela impossibilidade de realocar a carga em horários mais baratos, o resultado do programa

poderá apresentar uma conta de energia com valores superiores ao usualmente pagos pelo consumidor, uma vez que o valor da tarifa definido para os horários críticos costumam ser bem elevadas.

Outro fator que merece atenção é caso a adesão ao programa ocorra em massa por parte do consumidores, fazendo com que haja um deslocamento completo do pico de consumo para outro horário, muitas vezes não atendendo ao objetivo do programa.

Uma grande adesão também pode comprometer o faturamento da distribuidora de energia, uma que a mesma comprar a energia com um determinado valor de custo e a vende a um valor menos estabelecido pela tarifa de período de uso onde os períodos de consumo apresentam uma tarifa mais barata.

No Brasil, conforme visto no item 6 do Capítulo II desta dissertação, foi aprovada em novembro de 2011, pela ANEEL, a implantação da Tarifa Branca na estrutura tarifária brasileira. A Tarifa Branca é uma tarifa do tipo Período de Uso dimensionada para atendimento a consumidores da classe B, residenciais e comerciais. Como discutido, esta tarifa, apesar de aprovada ainda não foi efetivamente implementada.

Nesta dissertação, foi simulada os impactos desta da implementação desta tarifa tendo como base principal de análise os problemas apresentados neste item.

### **III.4.3 Tarifação de Ponta**

A Tarifação de Ponta, ou do inglês, *Critical Peak Pricing*, é um mecanismo de gestão da demanda que envolve uma combinação das duas modalidades anteriores.

A Tarifação de Ponta apresenta uma estrutura base semelhante a tarifação por Período de Uso, com patamares de tarifa por período. Nesta estrutura, são adicionadas às tarifas, taxas referentes as condições críticas do sistema, que são notificadas ao consumidor com pouco antecedência pela empresa de distribuição ou operador do sistema.

Neste tipo de programa há uma limitação previamente estabelecida e acordada de alguns poucos dias críticos durante o ano.

## **III.5O Smart Grid Aplicado ao Programa de Resposta à Demanda**

Apoiados em suas normas regulatórias e na necessidade de reagir à demanda solicitada, as empresas de energia elétrica do mundo inteiro têm buscado desenvolver equipamentos e meios para que o sistema elétrico de potência opere de forma segura, eficaz e eficiente. Equipamento de operação automática, medidores de alta precisão e com sistema de tele-leitura, equipamentos telecomandados por satélite e até mesmo sistemas de redes elétricas automatizadas, capazes de sentir, localizar e eliminar um defeito em um trecho, eliminando o trecho defeituoso através de remanejamento de carga de forma automática, já fazem parte de nossa realidade.

Esse avanço é conhecido como Smart Grid, que é um conceito inovador baseado na utilização intensiva de tecnologia de informação, automação e comunicações na rede elétrica que vem mudando a cara do sistema elétrico como um todo.

Com a chegada do novo conceito Smart Grid, várias discussões sobre seu impacto no setor elétrico têm sido levantadas. Um tema de grande polêmica seria a importância deste processo numa melhor distribuição do consumo ao longo do dia e o impacto que isso causaria no consumidor final. Ao se analisar bem, manter um comportamento de carga uniforme ao longo do dia, sempre foi o desejo de qualquer órgão operador do sistema. Com um sistema sobre um carregamento uniforme “*flat*”, sua operação é mais fácil, com uma melhor manutenção programada e seu comportamento frente a perturbações e mais estável, aumentando a conformidade e confiabilidade do sistema, reduzindo custos e perdas. Após avaliar o item 4 deste Capítulo, fica claro que para a implementação de certos programas de resposta à demanda, o desenvolvimento tecnológico de equipamento de manobra, operação e medição se faz necessário.

Associado a este desenvolvimento está o conceito de Smart Grid.



# CAPÍTULO IV

## GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

### IV.1 Conceito

De acordo com o Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro, emitido pelo Ministério de Minas e Energia - MME, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu em abril de 2015, o montante de 135.955 MW. Deste total, 89.811 MW eram provenientes de fontes de recursos hídricos, restando do total 40.296 MW provenientes de térmicas, 5.833 MW provenientes de eólicas e somente 15 MW provenientes de fontes solares. Isso reafirma que o Brasil ainda possui uma matriz de geração de energia elétrica baseada principalmente em hidroeletricidade. O gráfico abaixo, nos mostra a composição de cada fonte na matriz energética brasileira.

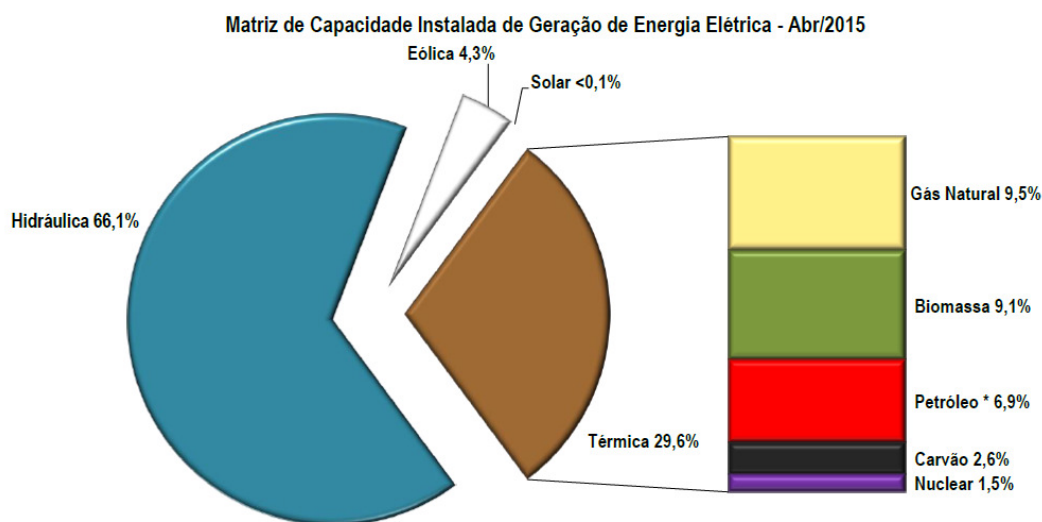


Figura IV.1 – Matriz de Capacidade Instalada de Geração no Brasil.  
Fonte: ANEEL (BIG 04/05/2015)

Na tabela abaixo foi feita uma comparação entre a produção de energia de abril de 2015 e a obtida em abril de 2014, contabilizando exatamente 1 ano de análise e, onde pode-se constatar um aumento de 6 % da produção de energia.

Fonte	Abr/14	Abr/15			Evolução da Capacidade Instalada (Abr/15 / Abr/14)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>86.698</b>	<b>1.172</b>	<b>89.811</b>	<b>66,1%</b>	<b>3,6%</b>
<b>Térmica</b>	<b>38.697</b>	<b>2.220</b>	<b>40.296</b>	<b>29,6%</b>	<b>4,1%</b>
Gás Natural	14.282	135	12.891	9,5%	-9,7%
Biomassa	11.424	508	12.417	9,1%	8,7%
Petróleo *	7.612	1.552	9.384	6,9%	23,3%
Carvão	3.389	23	3.614	2,6%	6,6%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,5%	0,0%
<b>Eólica</b>	<b>2.877</b>	<b>265</b>	<b>5.833</b>	<b>4,3%</b>	<b>102,8%</b>
<b>Solar</b>	<b>9</b>	<b>317</b>	<b>15</b>	<b>0,01%</b>	<b>62,0%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>128.281</b>	<b>3.974</b>	<b>135.955</b>	<b>100,0%</b>	<b>6,0%</b>

*Tabela IV.1 –Capacidade Instalada de Geração no Brasil.  
Fonte: ANEEL (BIG 04/05/2015)*

Esse aumento representa o crescimento anual do consumo de energia provocado pela entrada de novos consumidores e empresas no sistema elétrico brasileiro.

Para cobrir este crescimento a ANEEL, sob a fiscalização do MME, elabora em conjunto com Empresa de Pesquisa Energética – EPE [1] e o Operador Nacional do Sistema – ONS, estudos de expansão que indicam os reforços que deverão ser feitos no Sistema Elétrico, sejam estes de estrutura de transmissão ou geração, a fim de suportar dentro dos padrões e normas estabelecidas, o aumento anual da carga.

É com base nestes estudos que são propostos os leilões de geração, onde novas usinas de diferentes fontes são dimensionadas para atender a demanda. Devido ao seu porte e também a sua fonte primária de produção de energia, essas usinas são construídas em locais muitas vezes longe do centro de carga, sendo necessário a disponibilidade do reforço sistêmico para comportar o transporte da energia produzida até a carga.

Desta forma, nosso sistema elétrico é caracterizado pelos grandes parques geradores de eletricidade e extensas linhas de transmissão, comuns a todos os países que possuem uma matriz elétrica baseada em hidroeletricidade. Nos países que usam termoelétricas convencionais ou termonucleares, há a possibilidade de construir menores linhas de transmissão, uma vez que suas usinas podem ser construídas próximo ao centro de carga. Em ambos os casos, no entanto, existem perdas consideráveis sobre aquilo que é gerado.

Nas termoelétricas, por exemplo, parte da matéria-prima é transformada em calor, que se dissipa sem aproveitamento prático. Um problema que é amenizado quando a planta

geradora é adaptada para produzir em ciclo combinado. Assim, o calor que seria dissipado na primeira geração de energia (a gás, por exemplo) é aproveitado para uma segunda geração (a vapor).

Perdas de energia, custos e impactos ambientais na construção de novas usinas, a distância dos grandes potenciais hidrelétricos e a necessidade de se manter a matriz limpa estimulam, cada vez mais, a regulamentação e os investimentos em geração de fontes alternativas e cada vez mais próximos das instalações de consumo.

Com base nestas questões, surge o conceito de Geração Distribuída - GD, que é definida pela *Organización Latinoamericana de Energía – OLADE [14]* como “o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e ou consumidores específicos.” Este termo tem sintonia com outras expressões normalmente usadas como: autogeração, geração in situ e geração exclusiva.

A ideia central que engloba o conceito da Geração Distribuída está no fato de que a central geradora esteja instalada junto a carga de consumo, ou seja, localizada na rede de distribuição ou à montante do sistema de medição do consumidor. Desta forma, este conceito muitas vezes está atrelado à capacidade da planta geradora e sua localização.

## **IV.2 Vantagens e desvantagens da GD**

A GD quando implementada pode oferecer inúmeras vantagens ao sistema no qual ela esteja conectada. Como sua instalação é feita o mais próximo possível da carga, isso permite que haja uma diminuição das perdas associadas ao transporte de energia elétrica. Desta forma, com a GD, o transporte da energia por longas distâncias é evitado, refletindo numa redução de fluxo pela rede a qual ela está conectada, e numa visão macro refletindo também no Sistema Interligado Nacional - SIN.

A princípio, a qualidade do fornecimento de energia elétrica proveniente da GD é superior ao da geração convencional. A geração próxima às cargas torna o sistema mais estável e confiável. A GD é capaz de aliviar a sobrecarga e o congestionamento do sistema de transmissão e de manter a tensão em níveis adequados, especialmente quando posicionada ao longo de redes de grande extensão, proporcionando maior confiabilidade ao sistema, ao reduzir as quedas de tensão e possibilidades de blecautes.

Inúmeros estudiosos consideram a GD uma solução economicamente atraente, uma vez que reduz os custos de operação e adia investimentos de reforço e expansão do sistema.

Socialmente falando, a GD também introduz uma série de vantagem, uma vez que a eletricidade gerada tem menor custo para o consumidor e contribui para o desenvolvimento local, tanto no âmbito social como econômico, devido ao uso de recursos próprios da região na qual está inserida.

Outra vantagem é que a instalação da GD insere uma maior diversificação das tecnologias empregadas para produção de energia no sistema elétrico, o tornando mais versátil e flexível e aumentando diversificação da geração.

Há ainda as questões ambientais, uma vez que com a implantação da GD há uma minimização dos impactos ambientais, pela redução das necessidades de grandes instalações de geração e construção de linhas, reduzindo o desmatamentos e áreas inundadas, atuando também na redução da utilização de fontes de energias não renováveis.

No entanto, vale ressaltar que a GD também oferece algumas desvantagens que devem ser consideradas, tanto para questão social e técnica, como financeira. Com a implantação da GD há uma maior complexidade no planejamento e na operação do sistema elétrico por parte da empresa de distribuição. Esses fatores atingem diretamente os procedimentos tanto técnicos como de segurança nas realizações de manutenções e monitoramento das medições, gerando custo para as distribuidoras. Vale ressaltar também, que a concessionária a qual terão que se conectar a GD pode ser apenas uma distribuidora e não está autorizada a realizar a compra da energia remanescente que lhe entregue a GD.

Outro fator importante no âmbito socioeconômico que deve ser analisado é que com a diminuição do fator de utilização das instalações das concessionárias de distribuição, o preço médio de tarifa tende a aumentar para os outros consumidores a fim de remunerar os investimentos feitos no sistema.

É visível que as vantagens obtidas com a implantação da GD superam suas desvantagens, no entanto, é de grande importância que os órgãos responsáveis analisem todas as desvantagens a fim de mitigá-las e prover uma regulamentação abrangente e que não prejudique nem o consumidor final, e nem as distribuidoras as quais as GD serão conectadas, uma vez que este processo já é uma realidade.

## IV.3 Tecnologia GD

A Geração Distribuída consiste basicamente em geradores com potência que variam de 15,0 kW à 30,0 MW e podem utilizar diferentes tipos de tecnologia para a geração de energia elétrica, como por exemplo: pequenas corredeiras na formação de uma Pequena Central Hidrelétrica - PCH, turbinas a gás ou vapor, células à combustível, motores de combustão interna, etc.

As principais tecnologias GD utilizadas no mercado são:

- Micro-Centrais Hidrelétricas (Micro CH) ou Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH) → são geralmente formadas por microturbinas hidráulicas com potência de até 1.000 kW, movidas pela energia potencial da água que, acopladas a um alternador, geram energia elétrica para o abastecimento ou sistema ao qual está conectada.

- Pequenas Eólicas → são formadas por pequenas turbinas aerogeradoras com potência de até 100 kW, movidas à força do vento e instaladas em locais específicos e previamente estudados onde a incidência de correntes de vento é alta.

- Mini-usina para Cogeração → são equipamentos de pequeno porte, acoplados a uma fonte primária de energia com potência de até 300 kW, no qual se gera simultaneamente calor e trabalho, sendo que este poderá ser aproveitado para geração de energia elétrica, enquanto o primeiro, através da recuperação do calor dos gases de escape, pode gerar, entre outros, água quente, vapor, calor de processo ou frio.

- Microturbinas → são pequenas turbinas com potência de até 500 kW que visam à geração de energia elétrica ou podem operar em minissistemas de cogeração. Podem utilizar diferentes combustíveis, mas principalmente o gás natural ou gás proveniente de aterro sanitário (biogás).

- Geradores Diesel → são formados por um conjunto de motor ciclo diesel acoplado a um alternador/gerador de energia elétrica. O gerador diesel é normalmente utilizado em emergência, podendo também ser usado para suprimento total das cargas da unidade consumidora, para gestão de carga (peak-shaving) ou mesmo em sistemas de cogeração.

- Térmica/Solar → refere-se ao aquecimento da água (para uso residencial, comercial ou industrial) por meio da utilização de coletores solares, os quais funcionam de acordo com os princípios de transmissão de calor através dos materiais.

- Fotovoltaica/Solar → é a geração de energia elétrica através de painéis solares, formados por células solares ou células fotovoltaicas, como também são conhecidas. As

células fotovoltaicas são dispositivos compostos de silício, que produzem uma corrente elétrica quando incididos pela luz solar.

- Célula Combustível → é uma tecnologia que utiliza o hidrogênio e o oxigênio para gerar eletricidade através de processos químicos. A célula combustível é, em geral, alimentada diretamente com hidrogênio, ou este é extraído de outros combustíveis fósseis (gás natural, gasolina ou álcool).

- Fotovoltaica/Solar → é a geração de energia elétrica através de painéis solares, formados por células fotovoltaicas. As células fotovoltaicas são dispositivos compostos de silício, que produzem uma corrente elétrica quando incididos pela luz solar.

Para a análise de simulação desta dissertação, foi considerada a aplicação de um grupo de geração distribuída baseado na tecnologia solar fotovoltaica, motivo este pelo qual foi dada ênfases no estudo teórico desta tecnologia nos próximos tópicos desta dissertação.

## **IV.4 Energia Solar**

Pode-se dizer que quase todas as fontes de energia, sejam elas hidráulica, biomassa, eólica, combustíveis fósseis e energia dos oceanos, são formas indiretas de energia solar, uma vez que sofrem influência dos benefícios da energia solar na formação de sua fonte primária de energia. Além disso, a radiação solar pode ser utilizada diretamente como fonte de energia térmica, para aquecimento de fluidos e ambientes e para geração de potência mecânica ou elétrica. Pode ainda ser convertida diretamente em energia elétrica, por meio de efeitos sobre determinados materiais, entre os quais se destacam o termoelétrico e o fotovoltaico.

O aproveitamento da iluminação natural e do calor para aquecimento de ambientes, denominado aquecimento solar passivo, decorre da penetração ou absorção da radiação solar nas edificações, reduzindo-se, com isso, as necessidades de iluminação e aquecimento. Assim, um melhor aproveitamento da radiação solar pode ser feito com o auxílio de técnicas mais sofisticadas de arquitetura e construção.

O aproveitamento térmico para aquecimento de fluidos é feito com o uso de coletores ou concentradores solares. Os coletores solares são mais usados em aplicações residenciais e comerciais (hotéis, restaurantes, clubes, hospitais etc.) para o aquecimento de água (higiene pessoal e lavagem de utensílios e ambientes).

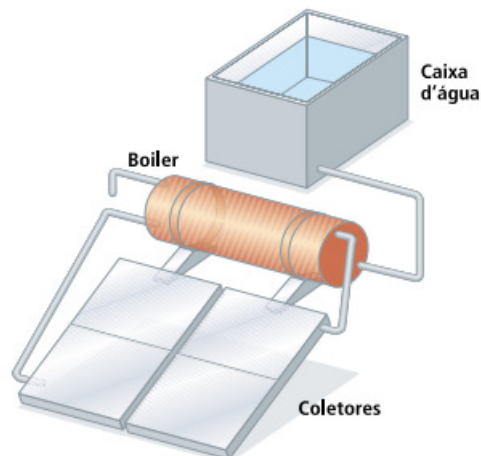


Figura IV.2 – Ilustração de um Sistema Solar de Aquecimento de Água.  
 Fonte: GREEN, M. A. et al. Solar cell efficiency tables: version 16. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Sydney, v. 8, p. 377-384, 2000 (adaptado)

O Os concentradores solares destinam-se a aplicações que requerem temperaturas mais elevadas, como a secagem de grãos e a produção de vapor. Neste último caso, pode-se gerar energia mecânica com o auxílio de uma turbina a vapor, e, posteriormente, eletricidade, por meio de um gerador.

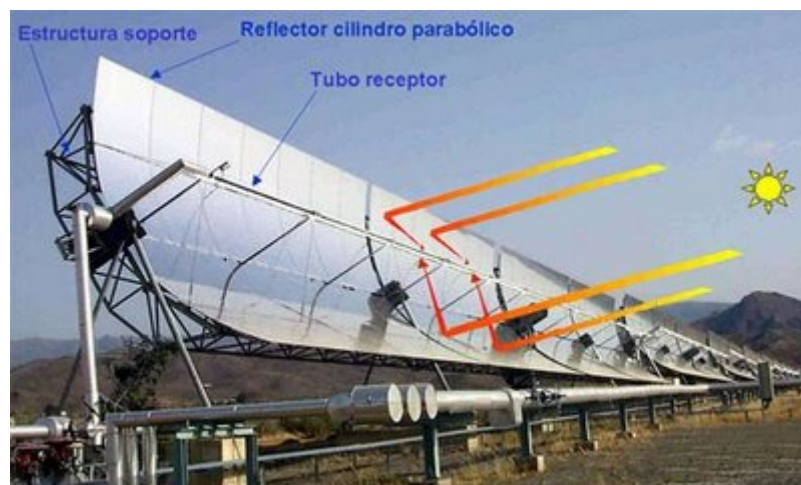


Figura IV.3 – Ilustração de um Sistema formado com Concentradores Solares.  
 Fonte: Adaptado da Internet

A conversão direta da energia solar em energia elétrica ocorre pelos efeitos da radiação (calor e luz) sobre determinados materiais, particularmente os semicondutores. Entre esses, destacam-se os efeitos termoelétrico e fotovoltaico.

O primeiro caracteriza-se pelo surgimento de uma diferença de potencial, provocada pela junção de dois metais, em condições específicas. No segundo, os fótons contidos na luz solar são convertidos em energia elétrica, por meio do uso de células solares.

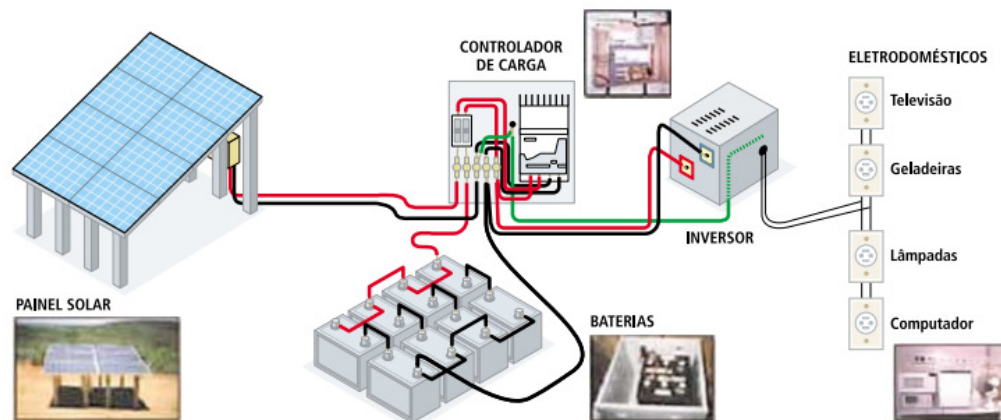


Figura IV.4 – Ilustração de um Sistema de Geração Fotovoltaica de Energia Elétrica.  
Fonte: CENTRO DE REFERÊNCIA PARA A ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO - RESESB. 2000. Disponível em: [www.cresesb.cepel.br/cresesb.htm](http://www.cresesb.cepel.br/cresesb.htm) (adaptado).

Entre os vários processos de aproveitamento da energia solar, os mais usados atualmente são o aquecimento de água e a geração fotovoltaica de energia elétrica.

No Brasil, o primeiro é mais encontrado nas regiões Sul e Sudeste, devido a características climáticas, e o segundo, nas regiões Norte e Nordeste, em comunidades isoladas da rede de energia elétrica.

## IV.5 Energia fotovoltaica

Conforme citado no item 4 deste capítulo, a radiação solar pode ser convertida diretamente em energia elétrica, através dos efeitos da radiação (calor e luz) que ocorrem caracteristicamente em determinados materiais, particularmente nos materiais classificados como semicondutores.

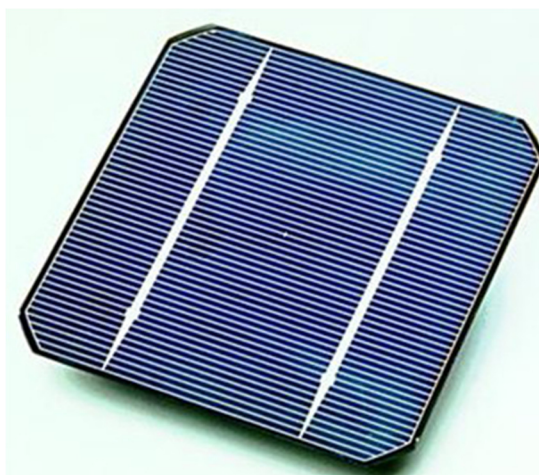
Dentre esses efeitos de radiação, destacam-se os efeitos termoelétrico e fotovoltaico, tendo uma maior representatividade na conversão de energia solar em energia elétrica.

O efeito termoelétrico é caracterizado basicamente pelo surgimento de uma diferença de potencial, provocada pela junção de dois metais, quando tal junção está a uma temperatura mais elevada do que as outras extremidades dos fios, gerando assim uma circulação de corrente.



Este princípio de geração de energia elétrica é muito empregado na construção de medidores de temperatura, no entanto seu uso comercial para a geração de eletricidade de consumo tem sido impossibilitado pelos baixos rendimentos obtidos e pelos custos elevados dos materiais que geralmente inviabilizam os projetos.

Já o efeito fotovoltaico, decorre da excitação dos elétrons de alguns materiais na presença da luz solar. Entre os materiais mais adequados para a conversão da radiação solar em energia elétrica, destaca-se o silício, principal material utilizado na fabricação das células solares ou fotovoltaicas comerciais.



*Figura IV.5 – Célula Fotovoltaica de Silício.  
Fonte: Adaptado da Internet*

As células fotovoltaicas são utilizadas em conjunto (36, 60 ou 72 células ligadas em série) para formar os módulos fotovoltaicos. A energia gerada pelos módulos fotovoltaicos é chamada energia solar fotovoltaica.

A eficiência de conversão das células solares é medida pela proporção da radiação solar incidente sobre a superfície da célula que é convertida em energia elétrica. Atualmente, as células fotovoltaicas apresentam eficiência de conversão da ordem de 16%. Existem células fotovoltaicas com eficiências de até 28%, fabricadas de arseneto de gálio, mas o seu alto custo limita a produção dessas células solares para o uso da indústria espacial.

Durante muitos anos, o principal obstáculo para a geração de eletricidade em escala comercial tem sido o custo das células solares. Contudo, nos últimos anos tem-se observado redução nos custos de capital para implantação do sistema. Segundo a Empresa de Planejamento Energético – EPE [1], devido a atual crise energética do país e ao cenário tarifário resultante desta crise, onde a aplicação do sistema de bandeiras tarifárias tem se

apresentado em condições de restrição e alta de custo de energia devido a sinalização vermelha, somado ao aumento efetivo da tarifa e a isenção de ICMS proporcionada pelo convênio do Conselho Nacional de Política Fazendária, trouxeram uma paridade no preço de instalação da microgeração solar com base fotovoltaica, já tornando-a viável em 57 distribuidoras, ou seja, cerca de 98,5% do mercado.



*Figura IV.6 – Painel Fotovoltaico.  
Fonte: Adaptado da Internet*

Deste mercado, existe um grande potencial localizado na região sudeste, onde devido ao custo da energia, a predominância de residências de grande porte e alto consumo e ao poder aquisitivo, podem ser o motivador de uma adesão maior ao projeto.

No Brasil, existem atualmente uma grande quantidade de pequenos projetos que utilizam a energia solar no processo de geração fotovoltaica de energia elétrica, principalmente para o suprimento de eletricidade em comunidades rurais e/ou isoladas do Norte e Nordeste do Brasil. Esses projetos atuam basicamente com quatro tipos de sistemas:

- i) Bombeamento de água, para abastecimento doméstico, irrigação e piscicultura;
- ii) Iluminação pública;
- iii) Sistemas de uso coletivo, tais como eletrificação de escolas, postos de saúde e centros comunitários; e

- iv) Atendimento domiciliar.

Existem outras aplicações utilizadas de maneira menos intensa como a aplicação em estações de telefonia e monitoramento remoto, a eletrificação de cercas, a produção de gelo e a dessalinização de água.

## **IV.6 Regulamentação**

Conforme estabelecido no parágrafo 8º do Artigo 1º da Lei Federal 10.848/04 [15], de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica no Brasil, o atendimento à contratação da totalidade do mercado das distribuidoras, deverá ser considerada, dentre outras, a energia elétrica proveniente de geração distribuída, observados os limites de contratação e de repasse às tarifas, baseados no valor Anual de referência (VR) do mercado regulado e nas respectivas condições técnicas. A mesma ainda estabelece que o montante da energia elétrica contratada proveniente da geração distribuída não poderá exceder 10% da carga média do agente de distribuição verificada nos últimos 12 (doze) meses e que tal contratação deverá acontecer através de Chamada Pública pelas distribuidoras.

A contratação da GD Regulada é um dos meios que a Distribuidora tem para suprir seu mercado e atender a norma de lastro contratual. Para este tipo de contratação de energia, o repasse à tarifa será limitado ao VR e o empreendimento de geração deverá estar conectado diretamente ao sistema elétrico da distribuidora compradora.

O decreto nº 5.163/04, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, em complementação a Lei Federal 10.848/04 [15], define que os empreendimentos de geração distribuída poderão ser baseados em energia solar; energia eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH (com potência menor ou igual a 30 MW), termoelétricas (inclusive de cogeração a gás) com eficiência energética superior ou igual a 75%, e para as termoelétricas que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível, neste caso, sem restrições de eficiência.

# CAPÍTULO V

## ELASTICIDADE

### V.1 Introdução

Como já indicado anteriormente, a proposta do trabalho é fazer uma simulação de possível resposta da demanda para um grupo determinado de consumidores frente a um sinal tarifário.

Desta forma, a simulação partiu dos dados horários de carga obtidos através de curvas de consumo padrão, onde foi aplicada uma metodologia para obter novas curvas alteradas, já considerando o efeito esperado pelo sinal tarifário aplicado.

Para obtenção das curvas alteradas, trabalhou-se com possibilidades arbitradas em função de conhecimentos empíricos encontrados em literatura especializada, uma vez que não existem históricos de dados de medição disponíveis na literatura para utilização.

Existem, relatadas na literatura, duas formas de codificar essa informação:

- Sistema de inferência fuzzy baseado em regras codificadas a partir de um conjunto fuzzy definindo os vários aspectos envolvidos em processos de decisão, conforme usado em [16]; e

- Coeficientes elasticidade-preço de demanda obtidos através de estudos econométricos, conforme usados em [17].

Ambos os processos apresentam dificuldades para sua implementação quando não se tem oportunidades de levantamento de valores experimentais através de pesquisa de campo. Entretanto, podem ser utilizados para uma primeira aproximação da realidade, ajudando a simular qualitativamente o comportamento dos consumidores, embora quantitativamente os resultados devam ser utilizados com cautela.

Neste trabalho, optou-se pela codificação dos atributos utilizando os conceitos de coeficiente elasticidade-preço de demanda.

## V.2 Elasticidade-preço da demanda

O conceito de elasticidade está diretamente relacionado ao de sensibilidade, onde dadas duas variáveis que possuam uma relação entre si, sendo uma independente e a outra dependente da primeira, é possível medir a variação desta relação. Desta forma, de acordo com [18], a elasticidade pode ser entendida como a sensibilidade de uma relação medida entre uma variável dependente quando ocorre variações na sua variável independente.

No cenário econômico, a demanda ou procura por um determinado produto depende diretamente do seu preço. Essa relação é normalmente inversa, pois quando o preço aumenta, há uma redução na demanda deste produto, ocorrendo o inverso quando o preço reduz.

Neste sentido, pode-se definir a elasticidade-preço da demanda como a sensibilidade da quantidade de demanda de um determinado produto em função das variações que ocorrem no preço deste produto.

Matematicamente, a elasticidade-preço da demanda pode ser representada pela *Equação 1*.

$$\varepsilon_{pp} = \frac{\Delta\% Qd}{\Delta\% P} \quad (1)$$

Onde:

$\varepsilon_{pp}$  → Elasticidade-preço da demanda (procura)

$Qd$  → Quantidade demandada

$P$  → Preço do produto

Onde:

$$\Delta\% Qd = \frac{Q_f - Q_i}{Q_i} \quad (2) \quad \text{e} \quad \Delta\% P = \frac{P_f - P_i}{P_i} \quad (3)$$

$Q_i$  → quantidade demandada inicial.

$Q_f$  → quantidade demandada final.

$P_i$  → preço inicial do produto.

$P_f$  → preço final do produto.

Logo:

$$\varepsilon_{pp} = \frac{\frac{Q_f - Q_i}{Q_i}}{\frac{P_f - P_i}{P_i}} \quad (4)$$

fazendo  $Q_f - Q_i = \Delta Qd$  e  $P_f - P_i = \Delta P$ , tem-se:

$$\varepsilon_{pp} = \frac{P_i}{Q_i} \times \frac{\Delta Qd}{\Delta P} \quad (5)$$

Analisando o resultado de (1)  $\frac{\Delta Qd}{\Delta P}$ , pode-se verificar que seu resultado quase sempre apresentará um valor negativo, uma vez que, ou a variação da quantidade do produto demandado ou a variação do preço, sofrerão decréscimo. No entanto, os analistas no assunto tendem à considerar o valor absolutos, uma vez que somente produtos que não se ajustam à lei geral da demanda, como por exemplo os bens de Veblen (bens que à medida em que o preço aumenta, aumenta também o interesse pela sua compra, uma vez que o preço alto significaria mais status, não significando necessariamente uma melhor qualidade do bem) e de Giffen (bens normalmente essenciais e de valores inferiores, ao qual grande parte da renda é destinado, e para o qual um aumento do preço faz aumentar a sua quantidade demandada, uma vez que limita a aquisição de produtos substitutos e de valores mais elevados) possuem a elasticidade-preço da demanda positiva. Desta forma, sob um ponto de vista matemático considera-se a demanda elástica quando o seu valor de elasticidade é maior que 1, e inelástica quando e menor que 1. Somente com o objetivo de ilustrar este conceito, a *Figura V.1* apresenta como seriam as curvas de demanda considerando uma demanda perfeitamente elástica e perfeitamente inelástica. Esta definição será melhor debatida na sessão seguinte.

A relação típica entre o preço de um produto e sua demanda pode ser caracterizada pela curva da elasticidade preço da demanda genérica mostrada na *Figura V.2*.

O formato da curva da *Figura V.2* representa uma indicação de que os consumidores até estão dispostos a pagar mais por um determinado produto, no entanto esta disposição

diminui à medida que o preço aumenta. O mesmo ocorre no sentido reverso, quando há uma redução de preço e a demanda aumenta, atingindo um valor mínimo da relação consumo x preço, onde a venda do produto para de ser vantajosa ou possível para o vendedor ou já não há mais capacidade por parte do comprador de armazenar o produto.

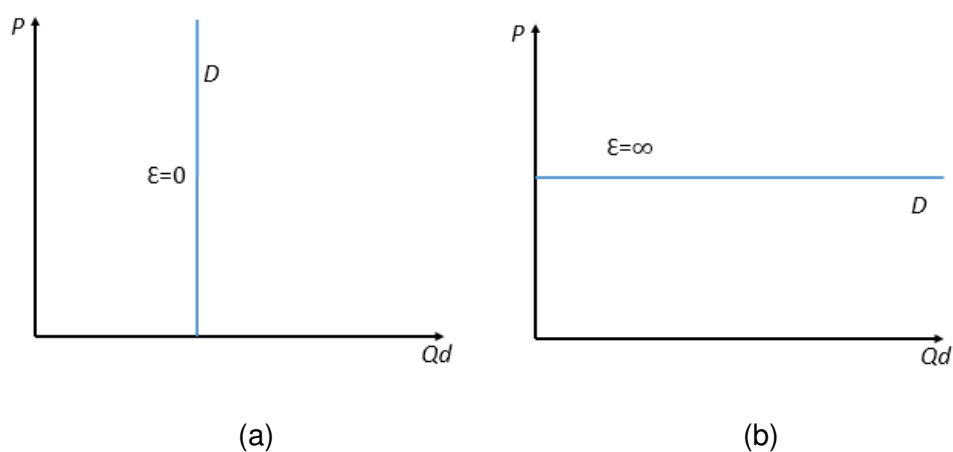


Figura V.1 – Curvas de Demanda perfeitamente inelástica (a) e perfeitamente elástica (b)

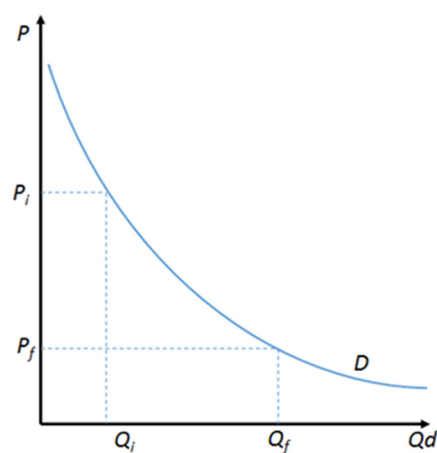


Figura V.2 – Representação gráfica genérica da elasticidade-preço da demanda.

Desta forma, o conceito da elasticidade está diretamente ligado ao produto ao qual a elasticidade está sendo estudada. Para melhor caracterização da elasticidade de um produto é essencial uma análise do mercado no qual o mesmo esteja inserido.

## **V.3 Análise do Mercado**

Para entender o conceito da elasticidade e sua ação sobre um determinado produto, é importante efetuar um estudo do mercado no qual este produto está inserido.

A energia elétrica é um produto que possui uma característica bem peculiar frente ao mercado, pois com preços regulados e consumidores cativos, não é um mercado que responde facilmente a sinais tarifários. Por isso, serão analisados alguns fatores que nos auxiliarão a identificar suas características de mercados, e os impactos do aumento ou redução de preço quando inseridos neste contexto.

### **V.3.1 Fatores que influenciam no Mercado**

De acordo com [18], alguns fatores associados as características dos produtos ofertados influem no seu poder de compra e negociação frente ao mercado no qual estejam inseridos. Abaixo estão listados alguns fatores que permitem identificar as características de mercados e os impactos do aumento ou redução de preço de um produto quando inseridos neste.

#### **V.3.1.1 A disponibilidade do produto substituto**

Quando um produto possui um substituto disponível no mercado, onde mediante a uma elevação em seu preço, o consumidor possa substituí-lo por outro, diz-se que este produto está inserido em um mercado de características elásticas, pois sua elevação de preço produzirá uma substituição do produto por um produto de outra marca ou fornecedor, ocasionando uma redução na venda deste produto, mais que proporcional ao aumento.

A energia elétrica é um bem de consumo que não oferece muitos substitutos. Atualmente, no Brasil, em algumas regiões que possuem redes de distribuição de gás natural encanado, é possível a médio-longo prazo efetuar substituição do chuveiro elétrico ou sistema de aquecimento elétrico por um sistema de aquecimento a gás. No entanto, isso requer um custo de investimento que muitas vezes não é atrativo frente a uma análise custo-benefício para o consumidor, inviabilizando a substituição.



Para os demais aparelhos, como por exemplo geladeiras, máquinas de lavar e aparelhos de ar condicionado, não existiria, pelo menos a curto prazo, uma forma de substituição de energia que permitisse usar estes equipamentos.

Desta forma, pode-se considerar que a eletricidade possui um baixo grau de disponibilidade de produto substituto, se enquadrando, frente a este item, no mercado de características inelástica ou de baixa elasticidade.

### **V.3.1.2 A disponibilidade do produto complementar**

O conceito de produto complementar se aproxima muito do conceito de produto substituto, no entanto o seu impacto na resposta ao aumento de preço é um pouco mais suave que no produto substituto. Isso ocorre por não haver um abandono completo na aquisição do produto, mas sim uma redução, é o caso da gasolina e do etanol utilizados no consumo veicular.

Para eletricidade, alguns complementares são identificados, mas no sentido reverso, ou seja, sendo a eletricidade o complementar, como por exemplo na utilização de pilhas e baterias, onde o consumidor a fim de alongar a carga de sua bateria, aproveita pontos de paradas para conectar o aparelho a uma fonte de energia alternada.

Numa visão geral para consumo residencial, a eletricidade não possui ainda produto complementar.

### **V.3.1.3 A essencialidade do produto**

Alguns produtos como a água, alimentos básicos e medicamentos são considerados de natureza essencial, e independente dos preços atribuídos ao seu valor de venda, continuaram sendo consumidos. Esses produtos, devido a este perfil de consumo, caracterizam o mercado como inelástico, sendo pouco sensível a variação de preço.

A energia elétrica é considerada um serviço público essencial reconhecido em regulamentação, conforme artigo 22º do Código de Defesa do Consumidor, sendo assim enquadrado no mercado inelástico.

### **V.3.1.4 A definição de mercado**

Outra característica que deve ser considerada nos estudos de mercado é a definição do mercado, pois uma vez que o mercado está bem definido, isso permitirá uma menor

sensibilidade na variação de preço. Este efeito pode ser visto, por exemplo, com o mercado de arroz no Brasil. O arroz tem uma grande representatividade no consumo brasileiro, uma vez que está inserido na cultura e na culinária brasileira. Por estas características o arroz é um bem de consumo difundido no país que possui preços por medidas bem definidos em nosso território. Neste caso, a inelasticidade se dá pelo próprio mercado e pela importância e representatividade do produto. Por ter um mercado bem definido, os fabricantes de arroz convivem não só com a inelasticidade própria do produto, como também com a inelasticidade do produto substituto, uma vez que ao adquiri-lo o consumidor encontra na oferta uma grande opção de marcas, que mesmo com uma diversidade de preços por produto, obrigam os fabricantes a manterem o preço em torno de uma média de valor, não apresentando pontos de grandes desvios. Desta forma, caso um fabricante aumente consideravelmente o valor do seu produto, muito provavelmente sua demanda sofrerá uma redução maior que o percentual de variação do aumento de seu preço.

Fazendo uma analogia para o mercado de eletricidade, verificou-se uma situação oposta ao do arroz, pois com um mercado inelástico, restrito e monopolista, a eletricidade não permite ainda ao consumidor, principalmente o residencial, uma flexibilização de consumo.

#### **V.3.1.5 Ao horizonte temporal para tomada de decisão**

Frente a uma variação brusca de preço, o mercado costuma responder imediatamente, no entanto, para alguns produtos o consumidor necessita um maior tempo para elaborar ações que visem mitigar as perdas causadas pelo aumento do preço. Esse é o caso da energia elétrica, uma vez que com o aumento do preço, o consumidor que opte por construir em sua casa um sistema microgeração de energia com base solar, por exemplo, precisará de um tempo para adequar essa solução ao seu estabelecimento ou residência. Desta forma, o horizonte de tempo para tomada de decisão é um fator que pode flexibilizar a elasticidade do mercado.

#### **V.3.1.6 A participação no orçamento do consumidor para aquisição do produto**

Uma das características mais relevante na definição do mercado é a participação que o produto adquirido tem no orçamento do consumidor. Um exemplo para melhor entendimento deste processo é observado na necessidade de adquirir um lápis, onde muito provavelmente, a maioria dos consumidores não se dariam ao trabalho de pesquisar preços

e efetuariam a compra na primeira papelaria disponível. Isso já não ocorreria na aquisição de um bem maior como um televisor de última geração ou um carro. Essa atitude está diretamente ligada ao valor de participação que o bem adquirido tem sobre o orçamento do consumidor.

Aplicando o entendimento acima para o consumo da energia elétrica, é necessário analisar como o valor da conta atinge cada classe de consumidor.

Neste trabalho, será utilizada uma metodologia que consiste em atribuir fatores multiplicação a elasticidade aplicada a cada classe de consumo de forma a espelhar não só a participação que a conta de luz tenha no orçamento do consumidor, como também a dificuldade de alocação de carga de um horário para o outro.

No entanto, é importante ressaltar que um estudo social e econômico dos consumidores por classe de consumo é essencial para a determinação da elasticidade-da demanda do setor elétrico.

A PUC-Rio e o Departamento de Planejamento e Estudos de Conservação de Energia – DPS da Eletrobrás, realizaram uma pesquisa de campo, relativa à posse de equipamentos elétricos e a hábitos de uso na classe residencial, com dados referentes a 2005. Esta pesquisa teve como objetivo precípuo quantificar a tipologia da posse e obter a declaração da utilização de equipamentos elétricos, mediante aplicação, em campo, de questionário para coleta de informações.

Neste questionário foram introduzidos quesitos relativos às condições socioeconômicas, qualidade do fornecimento da energia elétrica, medidas adotadas em racionamentos, previsão de aquisição de eletrodomésticos, entre outros. Estes critérios são os mesmos adotados por outros institutos de pesquisa, e permitem algumas comparações pertinentes, como também serve de insumo para a determinação da elasticidade aplicada a cada classe de consumidor analisada.

No que diz respeito a determinação da elasticidade por classe de consumo, esse relatório pode ser um ótimo insumo de informações, a pesar da defasagem de tempo. Como neste trabalho o objetivo é determinar o comportamento do consumidor frente a nova situação tarifária, optou-se por utilizar metodologia de análise da elasticidade já abordada em outros estudos.

Outro fator que deve ser considerado é o grau de elasticidade aplicado a cada mercado.

## V.4 Grau de Elasticidade

Cada mercado tem um nível (grau) de elasticidade, sendo uns mais sensíveis a variação de preço que outros, faz-se necessários uma classificação desses mercados para melhor caracterizar seu grau de sensibilidade. De acordo com o conceito econométrico, conforme citado em [18], os mercados podem ser classificados de acordo com seu grau de elasticidade frente a demanda em:

- Demanda Elástica -  $\varepsilon_{pp} > |1|$

Ocorre toda vez que há uma variação percentual do preço e, esta provoca por consequência, uma variação percentual na quantidade demandada, que será mais que proporcionalmente ao aumento aplicado ao preço, ou seja, o mercado analisado é um mercado muito sensível a variação de preço.

- Demanda Inelástica -  $\varepsilon_{pp} < |1|$

Ocorre toda vez que há uma variação percentual do preço e, esta provoca por consequência, uma variação percentual na quantidade demandada, que será menor que proporcionalmente ao aumento aplicado ao preço, ou seja, o mercado analisado é um mercado muito pouco sensível a variação de preço.

- Demanda Unitária -  $\varepsilon_{pp} = |1|$

Ocorre toda vez que há uma variação percentual do preço e, esta provoca por consequência, uma variação percentual na quantidade demandada, que será proporcionalmente igual ao aumento aplicado ao preço, ou seja, o mercado analisado responde na mesma proporção da variação de preço.

A *Figura V.3* representa de forma resumida esta classificação.

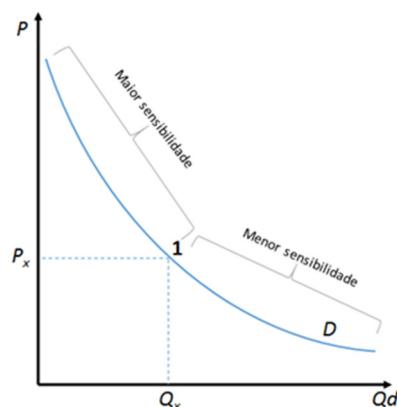


Figura V.3 – Elasticidade-preço da Demanda – Análise da sensibilidade.

## V.5 Elasticidade preço relativa e cruzada

Conforme visto, a teoria de elasticidade-preço é aplicada para medir a relação entre a quantidade demandada de um determinado produto em função da variação de seu preço.

Nesta sessão será analisado o conceito da elasticidade aplicada a demanda de consumo de energia elétrica frente a variações em sua tarifa de forma cruzada, considerando os períodos e a inferência de cada elasticidade por período. Para isso, serão utilizados os conceitos de características e tipos de mercado visto no capítulo anterior, a fim de obter subsídios para a análise dos parâmetros matemáticos que permitirão influir nas curvas de cargas atuais, simulando o comportamento do consumidor frente a implementação do programa de resposta à demanda.

### V.5.1 Elasticidade preço relativa

Conforme visto, o mercado pode ser de três tipo: elástico, inelástico e unitário. Também após uma análise das características do mercado, foi visto que o consumo de energia elétrica apresentou características que o enquadram em um mercado do tipo inelástico, onde o coeficiente de elasticidade é menor que 1. Isso significa que para aumentos na tarifa de energia, os consumidores respondem em uma proporção menor que a proporção do aumento.

Considerando que todos os consumidores tivessem o mesmo comportamento e as mesmas motivações para reagir ao aumento da tarifa, chegando todos a um valor de elasticidade único, então se teria um valor de elasticidade-preço própria da demanda por energia elétrica. No entanto, as classes de consumidores têm motivações e comportamentos diferentes frente ao sinal tarifário, o que faz a elasticidade-preço da demanda de energia elétrica apresentar variação desta baixa elasticidade de acordo com as condições do mercado de cada classe de consumo. Este valor abaixo de 1, poderá ser pequeno ou grande, dependendo do quão mais ou menos inelástico enquadrarmos o consumidor de energia elétrica.

Dentro deste raciocínio, se estabelece o conceito de elasticidade relativa, que representa pequenos incrementos na demanda frente a variação de preço, e pode ir de 0,0 a aproximadamente 1,0.

Para determinar o valor da elasticidade relativa, agregamos outras variáveis que possam representar a influência do mercado no comportamento do consumidor e que introduzam pequenas e significativas alterações no valor da elasticidade preço própria da demanda de energia elétrica.

No estudo realizado por [21], a demanda média de eletricidade para o modelo residencial de consumo de energia elétrica é construída através do modelo de regressão linear definida na *Equação 6*:

$$Q = k + b_1P + b_2G + b_3Y + b_4R + b_5C + \epsilon \quad (6)$$

Onde:

Q → Demanda média de eletricidade por consumidor (kWh/ano)

K → Constante (intercepto do modelo)

P → Preço da eletricidade

G → Preço do substituto

Y → Renda média familiar

R → Número de quartos por consumidor

C → Número de graus diários de temperatura

€ → termo de erro da regressão.

Pela definição apresentada no capítulo anterior tem-se:

$b_1$  → coeficiente que representa a elasticidade demanda-preço da eletricidade colocando todos os demais termos como constantes.

$b_2$  → coeficiente que representa a elasticidade demanda-preço do bem substituto.

$b_3$  → coeficiente que representa a elasticidade demanda-renda.

$b_4$  → coeficiente que representa a elasticidade demanda-preço por período de utilização e cômodo.

$B_5$  → coeficiente que está relacionado ao efeito da temperatura no consumo principalmente devido a existências de sistemas elétricos de condicionamento da temperatura tanto para calefação como para refrigeração.

Voltando à elasticidade, de uma forma qualitativa pode-se afirmar que com os parâmetros relativos acima é possível atingir um valor de elasticidade por classe de consumo, considerando não só a elasticidade própria como a relativa.

## V.5.2 Elasticidade Preço Cruzada

O conceito de elasticidade-preço cruzado pode ser entendido como a medida de quanto varia a demanda por um bem em resposta a uma variação de preço de outro bem. Como por exemplo a variação da demanda do queijo por conta de uma variação do preço do leite.

Neste trabalho, é sugerida uma alteração no comportamento de consumo de energia elétrica dos consumidores da classe residencial, onde os mesmos deixariam de consumir em um determinado horário onde a energia elétrica é mais cara, para consumir em outros horários com tarifas mais baixas e que hajam a possibilidade de relocação. No entanto, é preciso avaliar a influências que o consumo da carga deslocada para outro horário, provoca no horário de origem e nos demais blocos horários, de forma a espelhar a realidade de consumo.

Desta forma, será utilizado o conceito de patamares de elasticidade preço, constante em estudos como [22] e [23], e que dividem os dias úteis em períodos de baixa, média e alta elasticidade, conforme *Tabela V.1*.

*Tabela V.1 – Patamares Horário de Elasticidade-preço da Demanda de Energia Elétrica.  
Fonte: Adaptado pelo autor de [22] e [23]*

PATAMARES HORÁRIOS - Dias Úteis (h)																							
00:01	01:01	02:01	03:01	04:01	05:01	06:01	07:01	08:01	09:01	10:01	11:01	12:01	13:01	14:01	15:01	16:01	17:01	18:01	19:01	20:01	21:01	22:01	23:01
à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à
01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
BAIXA									MÉDIA						ALTA						MÉDIA		

Foi considerado como período de baixa elasticidade o horário onde o consumidor tem muito pouca mobilidade do seu consumo, como durante a madrugada, quando o consumidor está dormindo. Apesar deste período apresentar baixa flexibilidade, ainda é possível alguma

economia de energia, por exemplo, pode-se citar a desconexão de aparelhos que funcionam em modo espera e a redução de iluminação de quintais e cômodos.

Já o deslocamento da carga de um outro horário para o horário de baixa elasticidade, é mais facilmente administrável com o avanço tecnológico, pois atualmente a grande maioria de máquinas de lavar, máquinas de secar, lavadora de louças, bombas de sucção e de piscina possuem programadores que permitem que este trabalho seja programado e realizado no horário de baixa elasticidade.

Os horários de media elasticidade são os horários onde entende-se que o consumidor tem uma possibilidade moderada de modelagem de consumo. Foi dividido em dois períodos do dia, de forma a equalizar os tipos de consumidores. Analisado a característica dos consumos do primeiro período, pode-se encontrar um consumo puramente residencial ou residencial com perfil comercial misto. Para o consumo residencial com perfil comercial nota-se uma elasticidade moderada baixa, uma vez que se tratam de pequenas lojas ou comércio e a modelagem de curva dependerá muito do tipo de comércio e ou serviço oferecido e seu horário de funcionamento. Já para o consumo puramente residencial, nota-se ainda dois tipos de características: o consumo da classe economicamente ativa que neste horário encontram-se desenvolvendo suas atividades e por isso apresentariam uma baixa elasticidade moderada, mas também um baixo consumo; e o consumo da classe não economicamente ativa ou auxiliar, formada por filhos, donas de casa, idosos e empregados domésticos e encarregados. Essa classe é a que representa uma elasticidade moderada alta, pois devidamente orientadas podem contribuir para o deslocamento da carga do horário de ponta para este horário, antecipando banhos, utilização de aparelhos e desenvolvimento de atividades que possam melhor aproveitar a luz do dia. Também é um horário que dá uma boa margem para um trabalho de redução de consumo.

O segundo período de elasticidade moderada é o período onde a classe economicamente ativa possuiria maior flexibilização para efetuar seu deslocamento de carga, deslocando do período de alta atividades como banhos ou utilizar aparelhos.

O horário de alta elasticidade seria considerado o período onde os consumidores teriam mais facilidades e possibilidades para deslocar seu consumo.

Sendo assim, para a análise desenvolvida nesta dissertação, será considerado o conceito de elasticidade-preço cruzada para avaliar como o consumo de energia em um determinado horário é influenciado tanto pela variação de preço da energia nesse horário, quanto pela variação em outros horários.



Devido à ausência de variedade de estudos de elasticidade-preço cruzada referenciada ao consumo horário e a aderência dos patamares de carga mostrados na *Tabela V.1* ao sistema teste selecionado para este estudo, foram considerados os valores de elasticidades direta e cruzada descritos na *Tabela V.2*, inicialmente utilizados em [22] e [23], que determina a elasticidade própria para os horários de patamares de consumo de energia elétrica e seu valor cruzado para a relação entre estes horários.

*Tabela V.2 – Tabela da Elasticidade-preço da Demanda por Patamar de Carga*  
*Fonte: Adaptado pelo autor de [22] e [23]*

	ALTA	MÉDIA	BAIXA
ALTA	-0,100	0,016	0,012
MEDIA	0,016	-0,100	0,010
BAIXA	0,012	0,010	-0,100

# CAPÍTULO VI

## METODOLOGIA PROPOSTA

### VI.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados o sistema e dados usados neste trabalho, como também a metodologia de simulação utilizada para a análise dos resultados da aplicação de um programa de resposta à demanda baseado em preço e tarifas do tipo Tarifa por Período de Uso, do inglês *Time of Use*, em conjunto com a implantação de um pequeno grupo de geração distribuída fotovoltaica. Dentre as informações disponíveis estão as variáveis que funcionarão como dado de entrada para a metodologia e os critérios de manipulação e tratamento para obtenção do resultado obtidos e que serão apresentados no próximo capítulo.

### VI.2 Metodologia proposta

Conforme discutido nos capítulos anteriores, a proposta deste trabalho é fazer uma representação de possíveis respostas de um grupo determinado de consumidores ao estímulo provocado por um programa de resposta à demanda baseado em Tarifação por Período de Uso e pela aplicação de um grupo de Geração Distribuída fotovoltaica, analisando seus impactos elétricos e econômicos.

A abordagem usada no processo de simulação trata da pré-avaliação dos impactos de um processo de tarifação ainda não efetivamente implementado, partindo de dados elétricos, conceitos e teorias provenientes de outros estudos e trabalhos realizados.

A metodologia de simulação adotada consiste na aquisição de dados de rede e de perfil de consumo de classes de consumidores residenciais e da alteração deste perfil frente a um cenário que foi preparado a partir de hipóteses, formulado com base na experiência do mercado e nas informações contidas em estudos especializados.

Com base nos impactos provocados pelo programa de resposta à demanda e pela geração distribuída, será obtida a curva de carga final já contendo as alterações provocadas por este impacto. Estas curvas representam a resposta do consumidor ao sinal tarifário, e são utilizadas na simulação da solução do problema de fluxo de potência da rede, no qual este grupo está inserido, a fim de obter a demanda total da rede, analisando suas perdas e

quedas de tensão, como também o impacto financeiro para a Distribuidora frente aos índices de desempenho e aos dados de custo da energia no atacado e no varejo.

Serão ainda considerados cenários de testes diferentes, comparando o sistema tarifário dinâmico proposto na data de sua concepção e o atual, e analisando os seus impactos. Também serão considerados três cenários de possível adesão ao programa de resposta à demanda, como também quatro cenários de aproveitamento da geração solar.

O fluxograma representado na *Figura VI.1* abaixo ilustra os passos que foram seguidos para elaboração do cenário, execução dos testes e obtenção do resultado.

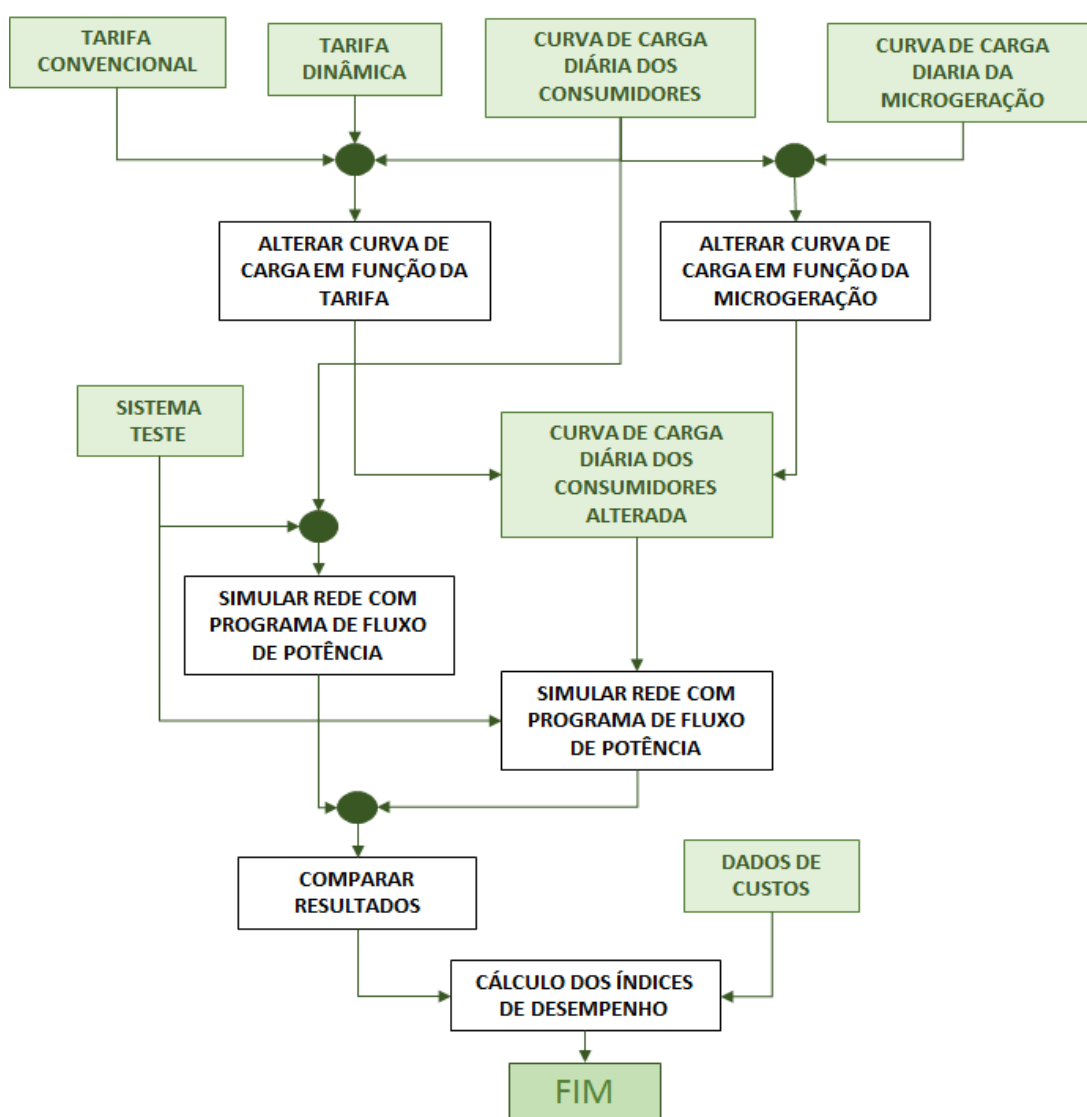


Figura VI.1 – Fluxograma de Trabalho.

## VI.3 Dados e Informações

Para a elaboração da simulação proposta, os seguintes dados e informações foram utilizados:

- Sistema teste;
- Curvas de carga diárias de consumidores;
- Tarifa convencional e dinâmica de energia;
- Dados de elasticidade-preço para demanda de energia;
- Curva de geração típica para sistema de microgeração solar; e
- Plataforma computacional para obtenção do fluxo de potência.

A seguir analisaremos cada item e suas origens.

### VI.3.1 Sistema Teste

O sistema de distribuição teste foi utilizado inicialmente por [17], que o parametrizou e testou. Trata-se de dados adaptados de alimentadores reais de uma concessionária de energia elétrica brasileira de forma a proporcionar um cenário adequado para teste, representando condições condizentes com o cenário brasileiro. Para este trabalho, foi adaptado de forma a proporcionar uma melhor análise do programa de resposta à demanda e representar o mais próximo possível o comportamento de um alimentador de distribuição tipicamente residencial.

O sistema possui 99 barras, das quais a barra #1 do tipo PV representa a subestação e as demais barras do tipo PQ as cargas dos transformadores de distribuição acumuladas ao longo do sistema. É um sistema puramente radial, trifásico, aéreo, urbano e em 13,8 kV. Em seu formato inicial não possui quaisquer fontes de geração distribuída, reguladores de tensão ou bancos de capacitores. Também não são considerados em sua composição inicial cargas de iluminação pública e consumidores diretamente conectados a MT, uma vez que estes possuem tarifas diferenciadas próprias, conforme visto no Capítulo II, e consumos bem estabelecidos, não sendo enquadrado como candidatos optantes pela tarifação dinâmica de referência deste trabalho.

Os valores de resistência e reatância de cada trecho do alimentador são apresentados na *Tabela VI.1*.

Tabela VI.1 – Valores de Resistência e Reatância do Alimentador.  
Fonte: Adaptado de [17]

De	Para	Resistência [ $\Omega$ ]	Reatância [ $\Omega$ ]	De	Para	Resistência [ $\Omega$ ]	Reatância [ $\Omega$ ]	De	Para	Resistência [ $\Omega$ ]	Reatância [ $\Omega$ ]
1	2	0,04967	0,05574	30	31	0,02856	0,01378	66	67	0,00912	0,00617
2	3	0,04028	0,05475	30	32	0,02856	0,01378	67	68	0,07273	0,04919
3	4	0,05145	0,06992	32	33	0,00126	0,00172	68	69	0,0561	0,04785
4	5	0,0036	0,00489	1	18	0,0684	0,04908	69	70	0,03705	0,08083
5	6	0,14501	0,15102	16	17	0,02935	0,06404	70	71	0,00693	0,01513
6	7	0,00396	0,00864	15	16	0,00722	0,01574	69	72	0,05104	0,11135
7	19	0,01717	0,03745	14	15	0,00536	0,01169	69	73	0,06357	0,05669
7	20	0,02008	0,04381	13	14	0,06316	0,1378	73	74	0,04465	0,0302
7	8	0,01555	0,03394	13	91	0,05328	0,11624	74	75	0,09842	0,06658
8	21	0,07504	0,07584	12	13	0,0476	0,09311	74	76	0,11387	0,07703
8	9	0,14198	0,14857	12	44	0,07642	0,09597	68	77	0,06106	0,05867
9	10	0,01218	0,0173	12	45	0,03981	0,07613	68	78	0,02519	0,01704
10	34	0,04286	0,02764	12	46	0,0553	0,10991	65	79	0,14828	0,1003
34	35	0,08258	0,04042	46	47	0,00979	0,02136	65	80	0,07172	0,04851
35	36	0,03786	0,02561	12	48	0,02454	0,04281	80	81	0,01852	0,01253
36	37	0,00701	0,00474	48	49	0,04456	0,08089	64	82	0,06431	0,0435
37	38	0,00721	0,00488	49	50	0,01797	0,03922	82	83	0,04701	0,03555
10	11	0,04286	0,02764	50	51	0,00438	0,00955	82	84	0,04721	0,03563
11	39	0,05693	0,04228	51	52	0,00398	0,00869	62	85	0,04691	0,03031
39	40	0,06284	0,04251	52	53	0,01093	0,02385	54	86	0,08949	0,06053
40	41	0,01724	0,01166	48	54	0,05712	0,05604	54	87	0,11631	0,07868
41	42	0,05066	0,03607	54	55	0,10776	0,07289	54	88	0,11688	0,07906
11	43	0,03978	0,03693	55	56	0,03125	0,02114	88	89	0,03042	0,02057
11	12	0,03879	0,04488	54	57	0,09018	0,061	12	90	0,02851	0,05148
25	28	0,13478	0,09117	63	64	0,01452	0,00982	16	98	0,03379	0,05192
9	29	0,15862	0,10602	64	65	0,07992	0,05406	98	99	0,04629	0,02616
9	30	0,11928	0,08342	65	66	0,03115	0,02107				

Em sua composição o sistema é composto de 78 transformadores de distribuição com clientes de diferentes perfis conectados à Baixa Tensão.

A Figura VI.2 apresenta o esquemático unifilar do alimentador, onde as barras representam o agrupamento regional dos transformadores de distribuição nos quais os clientes se encontram conectados.

### VI.3.2 Curvas de carga diárias de consumidores

Os dados de carga diária de consumidores utilizados neste trabalho, como também a parametrização das classes de consumo, foram inicialmente extraídos de [17].

De acordo com [17] “foram realizadas análises de deslocamento de carga restritas a clientes residenciais através de dados de medição de 7044 clientes de uma concessionária de energia elétrica brasileira, os quais foram estratificados em cinco grupos, conforme seu consumo mensal de energia”.

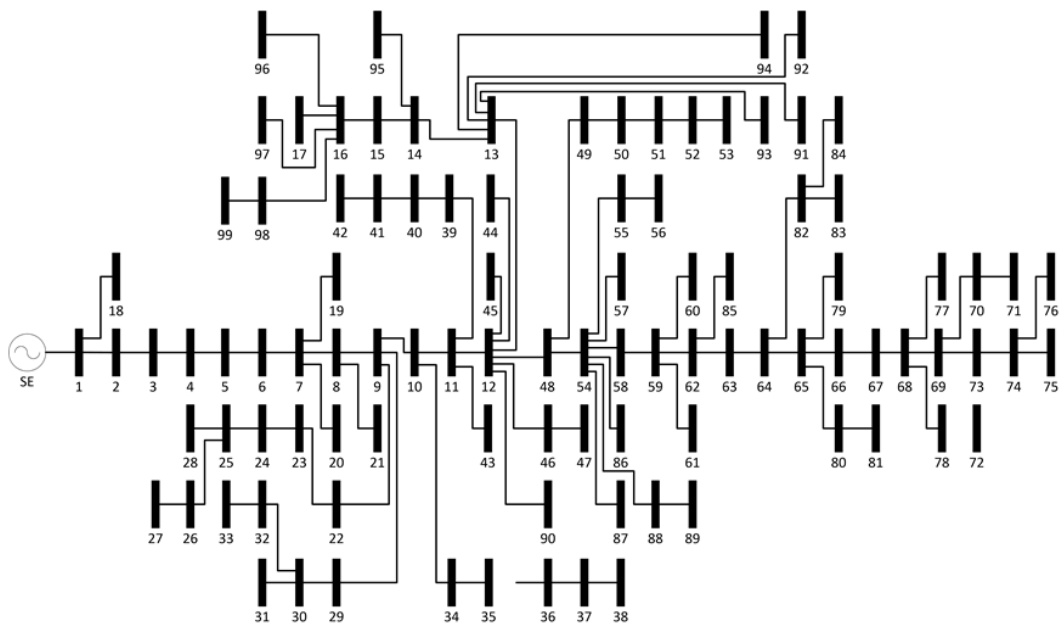


Figura VI.2 – Sistema Teste.  
Fonte: SIERBERT-2013 [17]

Para este trabalho, os dados de carga foram adaptados de forma a atender o perfil de carga típico do estado do Rio de Janeiro, como também suas condições de ponta e fora ponta.

A Tabela VI.2 apresenta um redesenho das classes de consumo parametrizadas anteriormente de forma a possibilitar uma análise mais aderente à atual regulamentação de tarifas.

Tabela VI.2 – Classes de Consumo  
Fonte: Adaptado de [17]

CLASSES	CONSUMOS MENSAL
Residencial Classe 1	Até 100 kWh/mês
Residencial Classe 2	Acima de 100 kWh/mês até 220 kWh/mês
Residencial Classe 3	Acima de 220 kWh/mês até 500 kWh/mês
Residencial Classe 4	Acima de 500 kWh/mês até 1000 kWh/mês
Residencial Classe 5	Acima de 1000 kWh/mês

Também foram extraídos e adaptados de [17], os dados da curva de carga diária ativa referentes aos dias úteis, sábados e domingos e feriados, por classe de consumo, como também os dados da curva de carga diária reativa referentes aos dias úteis por classe de consumo. Os valores indicados na Tabela VI.3 para os dados da curva de carga diária reativa referentes aos sábados e domingos e feriados, por classe de consumo, foram



### VI.3.3 Tarifa convencional e dinâmica para simulação

Para execução dos estudos e simulações realizados nesta dissertação, com um programa de resposta à demanda motivado pelo processo de tarifação dinâmica por período de uso, optou-se pelo uso da Tarifa Branca, ainda não implantada no mercado e que atenderá aos consumidores do grupo B, atualmente usuários da tarifa convencional.

Como visto no Capítulo II, a Tarifa Branca é uma nova opção de tarifa do tipo Período de Uso, ou do inglês, *Time of Use*, que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. Ela é oferecida para as instalações em baixa tensão de 127, 220, 380 ou 440 Volts ou seja, do Grupo B e segundo a Resolução Normativa ANEEL nº. 414/2010 [10], contemplará três postos tarifários: ponta, fora ponta e intermediário.

Desta forma, os valores de tarifa utilizados inicialmente nesta dissertação referem-se a uma empresa concessionária do Sudeste e foram obtidos, numa primeira análise, conforme estabelecido na Resolução Homologatória ANEEL n. 1.858/2015 [24], publicada no Diário Oficial da República Federativa do Brasil em 02 de março de 2015, e retificada em 27 de março de 2015.

De acordo com a resolução supracitada, os valores praticados para tarifa de energia convencional monômnia e tarifa branca para o grupo B1, com vigência para o período de 02/03/2015 a 06/11/2015, são as constantes na *Tabela VI.4*.

*Tabela VI.4 – Tarifa de Energia Convencional Monômnia e Tarifa Branca para o Grupo B1 - 2015.  
Fonte: Resolução Homologatória ANEEL n. 1.858/2015*

SUBGRUPO	CLASSE	MODALIDADE	POSTO	TARIFA (R\$/MWh)
B1	Residencial	Branca	Ponta	849,60
			Intermediário	569,27
			Fora Ponta	414,60
		Convencional	Não Há	468,58

Vale ressaltar que tais valores de tarifas representam a atual situação energética do país, onde o foco principal dos programas de energia voltaram-se para uma redução e contenção do consumo de energia elétrica, ficando o processo de remodelação da curva de consumo em um segundo plano de importância.

Numa segunda simulação, utilizou-se os valores de tarifa homologados para esta mesma empresa concessionária, conforme estabelecido na Resolução Homologatória ANEEL n. 1.650/2013 [25], publicada no Diário Oficial da República Federativa do Brasil, em



07 de novembro de 2013. Esta tarifa foi selecionada de forma a validar o primeiro valor oficialmente homologado para esta empresa, apesar do mesmo representar o período inicial da crise energética.

*Tabela VI.5 – Tarifa de Energia Convencional Monômnia e Tarifa Branca para o Grupo B1 - 2013.  
Fonte: Resolução Homologatória ANEEL n. 1.650/2013*

SUBGRUPO	CLASSE	MODALIDADE	POSTO	TARIFA (R\$/MWh)
B1	Residencial	Branca	Ponta	668,01
			Intermediário	428,74
			Fora Ponta	279,21
		Convencional	Não Há	328,74

Também foi efetuada uma análise da tarifa utilizando como base a tarifa convencional vigente e aplicando friamente os conceitos de composição da tarifa branca descrito no capítulo II, onde para o período fora ponta utilizaremos a metade do valor da tarifa convencional, para o período intermediário aplicaremos 3 vezes o valor da tarifa branca fora ponta e para o período de ponta aplicaremos 5 vezes este valor.

Desta forma, numa terceira análise, foram utilizadas as tarifas descritas na *Tabela VI.6*.

*Tabela VI.6 – Tarifa de Energia Convencional Monômnia 2015 e Tarifa Branca Teórica para o Grupo B1.*

SUBGRUPO	CLASSE	MODALIDADE	POSTO	TARIFA (R\$/MWh)
B1	Residencial	Branca	Ponta	1.171,45
			Intermediário	702,87
			Fora Ponta	234,29
		Convencional	Não Há	468,58

Outro item importante a ser observado é o horário de ponta praticado por cada distribuidora. Conforme visto, o horário de ponta é o período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora, aprovado pela ANEEL para toda sua área de concessão, conforme Resolução Normativa ANEEL N° 414 [10], de 9 de setembro de 2010, Art. 2º, Inciso LVIII, letra “a”. Desta forma, o horário de ponta que será utilizado nesta dissertação é uma adaptação do mesmo praticado pela empresa concessionária do Sudeste, cujos dados de medição e configuração foram utilizados na elaboração do sistema teste. De acordo com as informações obtidos no site da ANEEL [2], esta empresa pratica o horário de ponta da área de sua concessão de 17h30min à 20h30min para o período de vigência fora do horário de verão, e de 18h30min à 21h30min para o período de vigência do horário de verão, sempre referido ao horário de Brasília.

Como todos os dados de entrada do estudo estão em base horária e como não há referência do período em que as medições foram realizadas, optou-se por trabalhar com uma média do horário de ponta praticado pela concessionária, considerando tanto o período de horário de verão como o período fora deste horário. Assim trabalharemos com o horário de ponta de 18h00min à 21h00min.

### **VI.3.4 Dados de elasticidade-preço para demanda de energia**

Conforme discutido no Capítulo V, a elasticidade preço da demanda é um fator importante para a definição do perfil de comportamento do consumidor frente a um sinal tarifário.

A obtenção de um valor de elasticidade de um produto com características de baixa elasticidade e ao mesmo tempo essencial como a energia elétrica, requer estudos de pesquisas e análises de comportamento de seus diversos tipos e classes de consumidores, o que tornam seus valores muito difíceis de serem determinados.

Alguns estudos foram realizados ao longo dos anos a fim de determinar esse valor, os mais recentes já considerando uma análise por tipos de consumidores e utilizando um conjunto maior de informação e metodologias econométricas mais modernas.

Em 1984, [26] publicou um estudo que estimava elasticidade preço da demanda por energia elétrica para o Brasil, considerando as classes residencial, comercial e industrial, e a disponibilidade do produto em dois tempos: no curto e no longo prazo. Esta análise foi feita em base anual, estudando o período entre 1963 a 1981. Ele concluiu que, para a classe residencial a elasticidade-preço de curto prazo era 0,118, e a de longo prazo era 0,403.

Em 1997, [27] estimou para o período de 1963 a 1995, também sob uma base de dados anuais, a elasticidade-preço de curto e longo prazos para classe residencial chegando ao valor de 0,06 e 0,051, respectivamente.

Outros estudos em âmbito internacional foram realizados a fim de definir um valor de elasticidade médio para o consumidor residencial, no entanto estes valores sempre apresentavam oscilações devido as diferenças entre as classes de consumo e a elasticidade relativa que deveria ser agregada para compor estes valores.

Como não há ainda na literatura um estudo sobre elasticidade de clientes residenciais considerando tarifas dinâmicas do tipo *Time of Use* no Brasil, optou-se por utilizar para fins de simulação dados provenientes da literatura internacional.

Conforme já mencionado no Capítulo V, neste estudo serão considerados os valores de elasticidade direta e cruzada da *Tabela V.2*, utilizados em [22] e [23], que determina a elasticidade própria para os blocos horários de patamares elásticos e seu valor cruzado para a relação entre estes horários.

Para aplicação da *Tabela V.2*, serão utilizados os patamares de alta, média e baixa elasticidade, cujos limites horários de atuação estão definidos na *tabela V.1*.

Será considerado o consumo no período de alta elasticidade como o fator a ser deslocado de forma a produzir um achatamento na curva de carga no horário de pico. Para isso foi arbitrado que aumentos de preço da energia no horário de pico de energia, causarão uma diminuição do consumo nesse horário, ou seja, a carga será parcialmente deslocada.

Desta forma, deve-se considerar que a redução do consumo no horário de ponta será influenciada tanto pela variação de preço neste horário, como pela capacidade de deslocamento de carga de cada consumidor e variação de preço em outros horários, conforme conceito visto para elasticidade preço da demanda cruzada.

Para uma análise de 24 horas, pode-se definir uma matriz elasticidade 24-24, que representa a influência de uma hora nela mesma e nas outras 23 horas, conforme *Equação 7*.

$$\varepsilon = \begin{pmatrix} \varepsilon_{1-1} & \varepsilon_{1-2} & \varepsilon_{1-3} & \cdots & \varepsilon_{1-24} \\ \varepsilon_{2-1} & \varepsilon_{2-2} & \varepsilon_{2-3} & \cdots & \varepsilon_{2-24} \\ \varepsilon_{3-1} & \varepsilon_{3-2} & \varepsilon_{3-3} & \cdots & \varepsilon_{3-24} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \varepsilon_{24-1} & \varepsilon_{24-2} & \varepsilon_{24-3} & \cdots & \varepsilon_{24-24} \end{pmatrix} \quad (7)$$

Na matriz de elasticidade acima, a diagonal principal traz a elasticidade própria de cada hora e as demais são composta pela elasticidade cruzada de uma hora com as outras 23 horas do estudo.

Foi aplicada a esta a matriz o conceito de horário e patamares elásticos verificados na *Tabela V.2*, chegando a matriz constante na *Tabela VII.7*.

Assim obtém-se a matriz elasticidade própria e cruzada modelada para 24 horas de consumo utilizada no dimensionamento do impacto da nova tarifa no consumo residencial. É importante atentar que ficaram estabelecidos blocos de elasticidade conforme seus

patamares de variação, próprio ou cruzado. Como próximo passo, serão analisadas as 5 classes de consumos simulando o impacto da remodelagem de sua carga, sem considerar a economia de energia naturalmente derivada do processo.

Tabela VI.7 – Matriz Elasticidade Própria e Cruzada Modelada para 24 horas de Consumo.

Horas	Baixa Elasticidade								Média Elasticidade								Alta Elasticidade				Média Elasticidade				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Baixa Elasticidade	0	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,010	0,010	
	1	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,010	0,010	
	2	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,010	0,010	
	3	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,010	0,010	
	4	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,010	0,010	
	5	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,010	0,010	
	6	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,010	0,010	
	7	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,010	0,010	
	8	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,010	0,010	
Média Elasticidade	9	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	-0,100	-0,100	
	10	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	-0,100	-0,100
	11	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	-0,100	-0,100
	12	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	-0,100	-0,100
	13	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	-0,100	-0,100
	14	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	-0,100	-0,100
	15	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	-0,100	-0,100
	16	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	-0,100	-0,100
	17	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,016	0,016	
Alta Elasticidade	18	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,016	0,016		
	19	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,016	0,016		
	20	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,016	0,016		
	21	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,016	0,016		
Média Elasticidade	22	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	-0,100	-0,100	
	23	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	-0,100	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	-0,100	-0,100	

Outro fator importante é a capacidade que cada classe tem de realocar sua carga, pois o impacto desta remodelagem tende a ser menor ou maior de acordo com a classe de consumidor analisada. Deduz-se que quanto menor seja o consumo do cliente, maior seja a representatividade da carga de equipamentos de primeira classe no seu consumo, impedindo assim uma realização de realocação. O que já não ocorreria para os consumidores com alto consumo.

Visando criar uma disparidade entre as capacidades que cada classe terá para aderir ao processo de realocação de carga, foram assumidos fatores de multiplicação que incidiram sobre a matriz de elasticidade obtendo assim uma matriz para cada classe de consumo. Estes fatores foram assumidos como 0,20; 0,65; 1,10; 1,55 e 2,00, para as classes de consumo 1, 2, 3, 4 e 5 respectivamente.

Também foi considerado que a variação do preço em uma determinada hora não influenciará de forma cruzada uma segunda hora quando esta estiver inserida no mesmo bloco elástico. Isto significa dizer que atitudes de realocar carga de um horário para outro no mesmo patamar de elasticidade, não deverá ser considerado como resultado da alteração de comportamento do consumidor frente ao aumento da tarifa.

Outra premissa para a análise dos dados é que as variações da elasticidade cruzada entre blocos ocorrerão de maneira proporcional às horas contidas nos blocos envolvidos, isso garante que a elasticidade ocorra de maneira uniforme entre os blocos.

Sendo assim, a demanda de energia elétrica frente a um sinal tarifário pode ser determinada através do modelo de carga econômico utilizado também nos estudos elaborados por [22] e [23]:

$$d(i) = d_0(i) \cdot \left\{ 1 + \varepsilon(i, i) \cdot \frac{p(i) - p_0(i) + A(i) + pen(i)}{p_0(i)} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{24} \varepsilon(i, j) \cdot \frac{p(j) - p_0(j) + A(j) + pen(j)}{p_0(j)} \right\} \quad (8)$$

Onde:

$i$  e  $j$  → período em hora (h)

$d_0(i)$  → demanda inicial no instante  $i$  (kW)

$d(i)$  → demanda considerando o sinal tarifário no instante  $i$  (kW)

$p_0$  → tarifa inicial (R\$/kWh)

$p$  → tarifa dinâmica aplicada (R\$/kWh)

$\varepsilon(i, i)$  → Elasticidade-preço da demanda própria

$\varepsilon(i, j)$  → Elasticidade-preço da demanda cruzada

$A$  → incentivos financeiros do programa de resposta à demanda (R\$/kWh)

$pen$  → penalidade financeiras do programa de resposta à demanda (R\$/kWh)

Como optou-se pela utilização da tarifa branca no processo de simulação, pode-se desconsiderar as penalidade e incentivos, uma vez que a mesma não oferece de forma diretas incentivos ou penalidades.

Desta forma, a *Equação 8* fica reduzida a:

$$d(i) = d_0(i) \cdot \left\{ 1 + \varepsilon(i, i) \cdot \frac{p(i) - p_0(i)}{p_0(i)} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{24} \varepsilon(i, j) \cdot \frac{p(j) - p_0(j)}{p_0(j)} \right\} \quad (9)$$

Os resultados da alteração das curvas podem ser vistos no capítulo seguinte, onde foi efetuada uma análise do seu impacto.

### VI.3.5 Curva de geração típica para sistema de microgeração solar

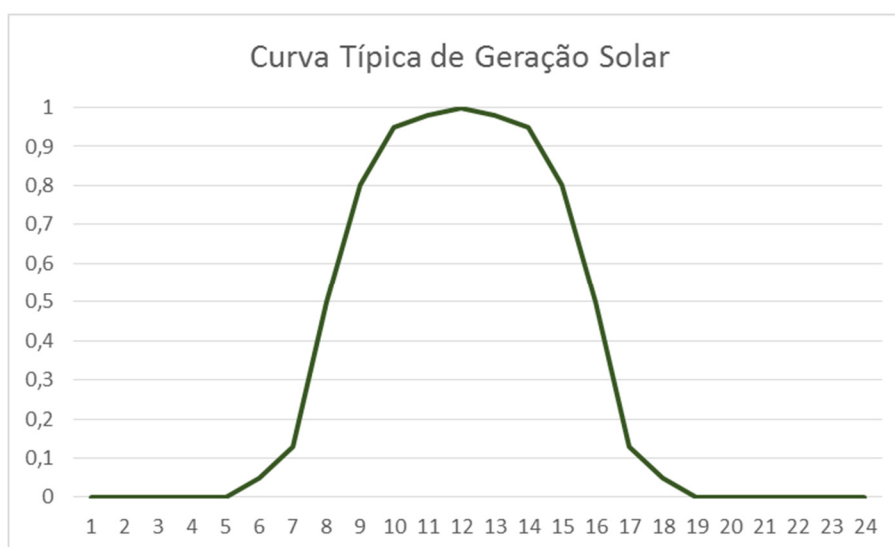
Como visto, a geração distribuída já é uma realidade no sistema elétrico brasileiro. Para a simulação proposta nesta dissertação, será utilizado um sistema de microgeração distribuído com base em geradores fotovoltaicos.

A ideia é aplicar a microgeração fotovoltaica a um conjunto de 23 consumidores da classe 5 conectados a barra #43. Estes consumidores representarão um pequeno centro comercial da região, sendo todos atendidos em baixa tensão.

Na simulação, a geração própria será aplicada em quatro cenários: com geração a 30%, 50%, 70% e 100% de aproveitamento solar, sendo o grupo gerador dimensionado para atendimento de 100% da carga do consumidor.

Estes cenários serão aplicados sobre a curva padrão solar para o dia limpo, conforme mostrado na *Figura VI.3.* e onde é possível observar os horários de maior incidência solar e, conseqüentemente, maior geração solar. Desta forma, será obtido 4 variações da curva, cujo resultado será analisado no Capítulo VII.

Em sua aplicação a curva utilizada será dimensionada de forma que o montante gerado seja suficiente para cobrir todo o consumo do cliente, mesmo nos horários onde a geração não atua. Desta forma, no horário de máxima geração, a microgeração poderá vir a fornecer energia a rede da distribuidora.



*Figura VI.3 – Curva Padrão de uma Geração Solar.  
Fonte: Adaptada de [28]*

### **VI.3.6 Plataforma computacional**

Todas as simulações foram realizadas em ambiente computacional MATLAB [29] na versão 7.11.0 (R2010b), do fabricante MathWorks, instalado no sistema operacional Windows 8 Pro de 64 bits, através de um hardware (notebook) com um processador Intel i5 3210M, 2,5 GHz, 6 GB de memória RAM.

Para a análise do fluxo de potência foi utilizado o programa de cálculo de Fluxo de Potência – LoadflowD, que é uma versão modificada do programa Loadflow da POWER SYSTEM TOOLBOX – 1992 [30]. Para esta nova versão foram introduzidas modificações no formato dos dados de saída, sendo adaptados para valores em kW e kvar, mediante a alteração da base ( $S_{base}$ ).

# **CAPÍTULO VII**

## **ESTUDO DE CASO E ANÁLISE DE RESULTADO**

### **VII.1 Situação Inicial**

Neste item serão analisados os resultados encontrados para a simulação feita levando em consideração o sistema teste em sua condição inicial, sem aplicação dos mecanismos propostos.

#### **VII.1.1 Simulação**

Esta simulação tem por finalidade avaliar o sistema teste e validar sua aderência a um sistema de distribuição em 13,8 kV, avaliando seus parâmetros de conformidade e seus resultados financeiros juntos ao consumidor e à empresa concessionária de distribuição.

##### **VII.1.1.1 Análise das curvas de carga**

Conforme visto no item VI.3.5 do Capítulo VI, os dados de carga diária de consumidores utilizados neste trabalho foram obtidos através de análises dos dados de medição de 7044 clientes residências, e ajustados para representação dos estudos de casos propostos nesta dissertação. Com base nestas medições, os consumidores foram classificados em cinco classes de consumo (classe 1, 2, 3, 4 e, 5), conforme seu consumo mensal de energia.

Os gráficos contidos na *Figura VII.1* mostram as curvas de carga ativa destas classes para os dias úteis, sábados e domingos e feriados, durante 24 horas.



Pode-se notar que os consumidores das classes 1, 2 e 3, apresentam uma curva de carga bem similar às curvas padrão de consumo da classe residencial, onde a curva de consumo inicia-se baixo nas primeiras 7 horas do dia, aumento o consumo um pouco durante o dia e apresentando um pico de consumo nos horários entre as 18h00min horas e 22h00min horas. Já as curvas de consumos das classes 4 e 5, apresentam um consumo elevado no período ente 10h e 18h, explicado pela composição encontrada neste alimentador que mescla pequenos comércios e residências em um único estabelecimento. É uma composição interessante e uma realidade no sistema de distribuição nacional. Nos consumidores mapeados com este perfil que será aplicado o conceito de geração distribuída, onde será instalado um pequeno grupo gerador fotovoltaico, a fim de avaliar o impacto na sua curva de consumo.

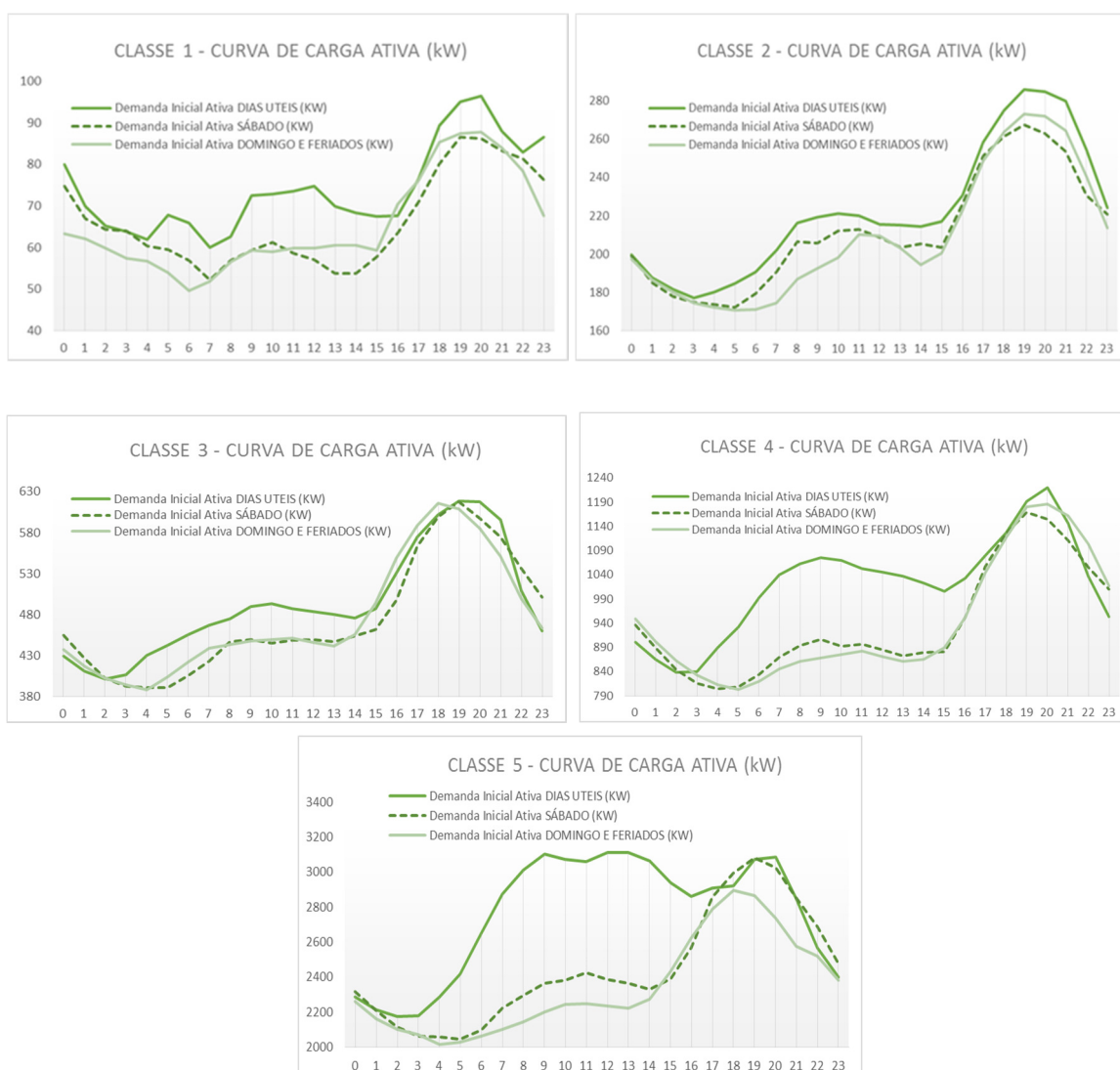


Figura VII.1 – Curvas de Carga Diária Ativa por Classes de Consumo para os Dias Úteis, Sábados e Domingos e Feriados, durante 24 horas.

### VII.1.1.2 Análise do fluxo de potência

Antes do início do processo de análise de impacto da tarifação dinâmica, foi realizado o cálculo de fluxo de potência para o caso base, ou seja, a situação inicial antes da aplicação dos impactos provocados nos consumidores através do programa de resposta à demanda. Isso possibilitou gerar dados de insumo para efetuar as comparações posteriores.

Com base nas informações e materiais especificados no capítulo VI, pode-se efetuar uma análise do sistema teste em sua condição inicial, ou seja, considerando todos os consumidores residenciais com tarifa convencional.

Além do material supracitado, foi necessário efetuar uma distribuição dos consumidores ao longo do sistema teste, a fim de estabelecer o perfil de carga do alimentador. Esta distribuição foi feita associando as unidades consumidoras discriminadas por quantidade de classe de consumo (Classes 1, 2, 3, 4 e 5) a cada barra do sistema teste, conforme discriminado no Apêndice A.

Após análise do fluxo de potência, foi feita uma comparação entre a curva de carga média do sistema teste e a curva média verificada pelo ONS [4] para carga do Rio de Janeiro. Esta comparação foi feita considerando o perfil de consumo estabelecido nas classes de consumo supracitadas, devidamente referido às quantidades de unidades consumidoras no circuito, onde o resultado foi aplicado sobre uma mesma escala unitária a fim de garantir a comparação. O gráfico da *Figura VII.2* mostra este resultado.

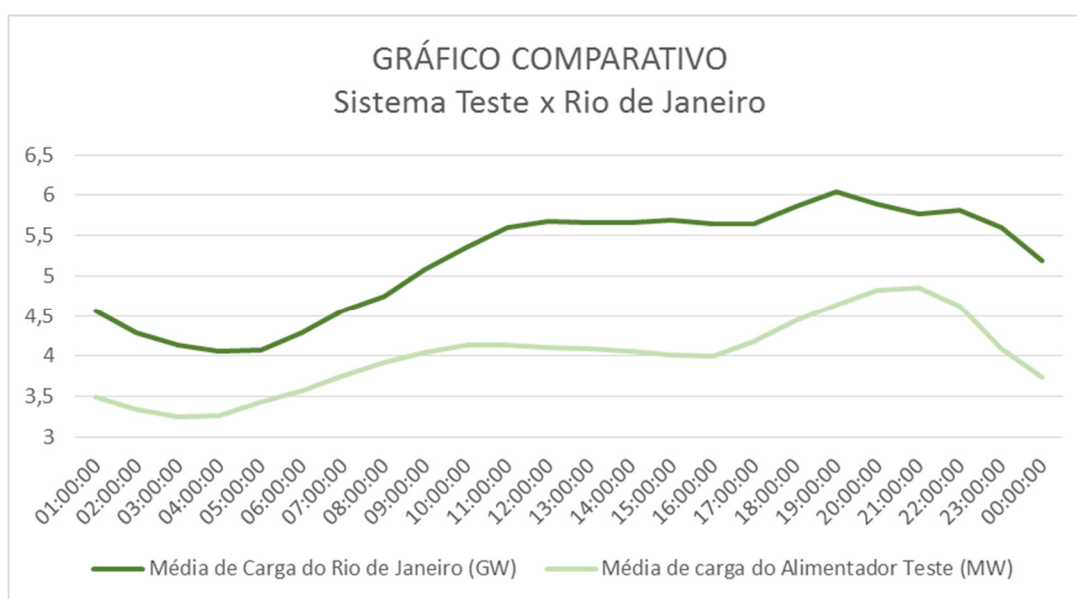
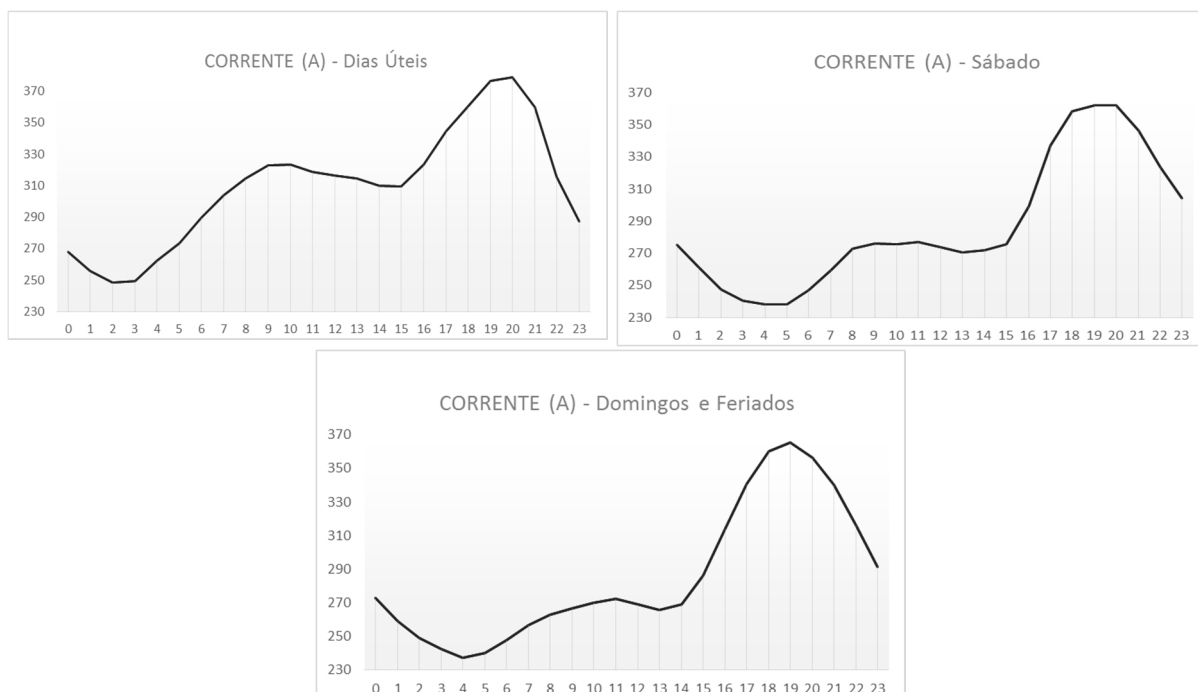


Figura VII.2 – Comparação entre o Perfil de Carga da Cidade do Rio de Janeiro e o do Sistema Teste.

O Objetivo do gráfico constante na *Figura VII.2* é demonstrar que o perfil da curva de consumo do sistema teste assemelha-se ao perfil de consumo da região ao qual o sistema está inserido, mostrando que o sistema teste aponta um alinhamento com real situação de consumo do contexto ao qual ele está inserido.

Nesta condição, a análise do fluxo de potência para o sistema teste, registrou para os dias úteis uma variação de corrente na saída da subestação que vai de 248,63 A, ocorridos entre as 02h00min e 02h59min horas, à 379,0 A, ocorridos entre as 20h00min e 20h59min horas. Já para os fins de semana e feriados, as variações de corrente identificadas na saída da subestação ocorrem entre as 04h00min e 04h59min horas para o menor valor, onde foi registrado 237,9 A, para os sábados e 236,9 A para os domingos e feriados, e as 19h00min e 19h59min horas para o pico de consumo onde os valores registrados foram de 370,7 A para os sábados e de 365,6 A para os domingos e feriados.

Na *Figura VII.3* são mostrados os gráficos referentes aos três períodos estudados.



*Figura VII.3 – Perfil de Corrente para a Situação Inicial (A)*

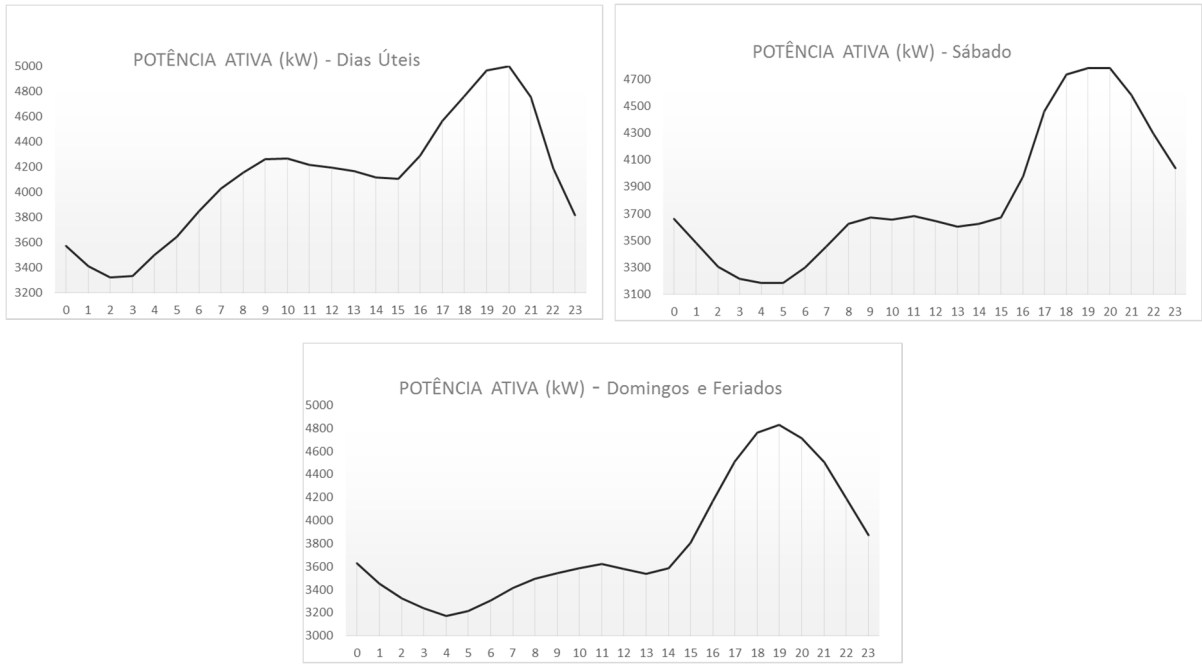


Figura VII.4 – Perfil de Potência Ativa para a Situação Inicial (kW)

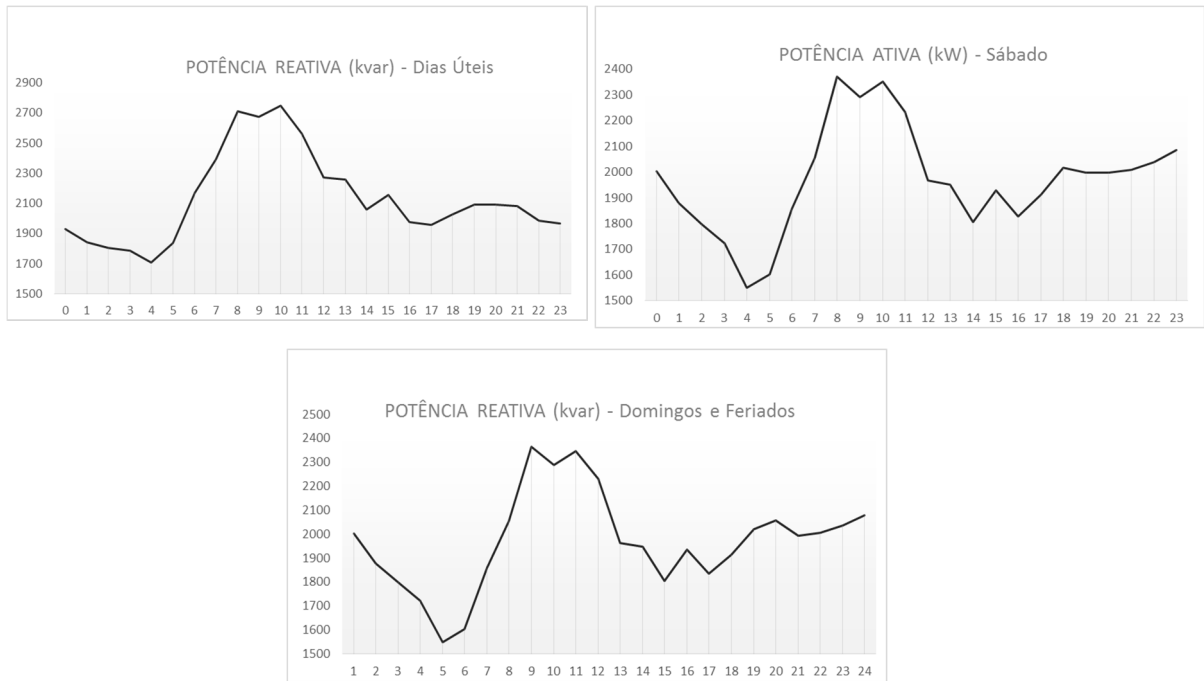


Figura VII.5 – Perfil de Potência Reativa para a Situação Inicial (kvar)

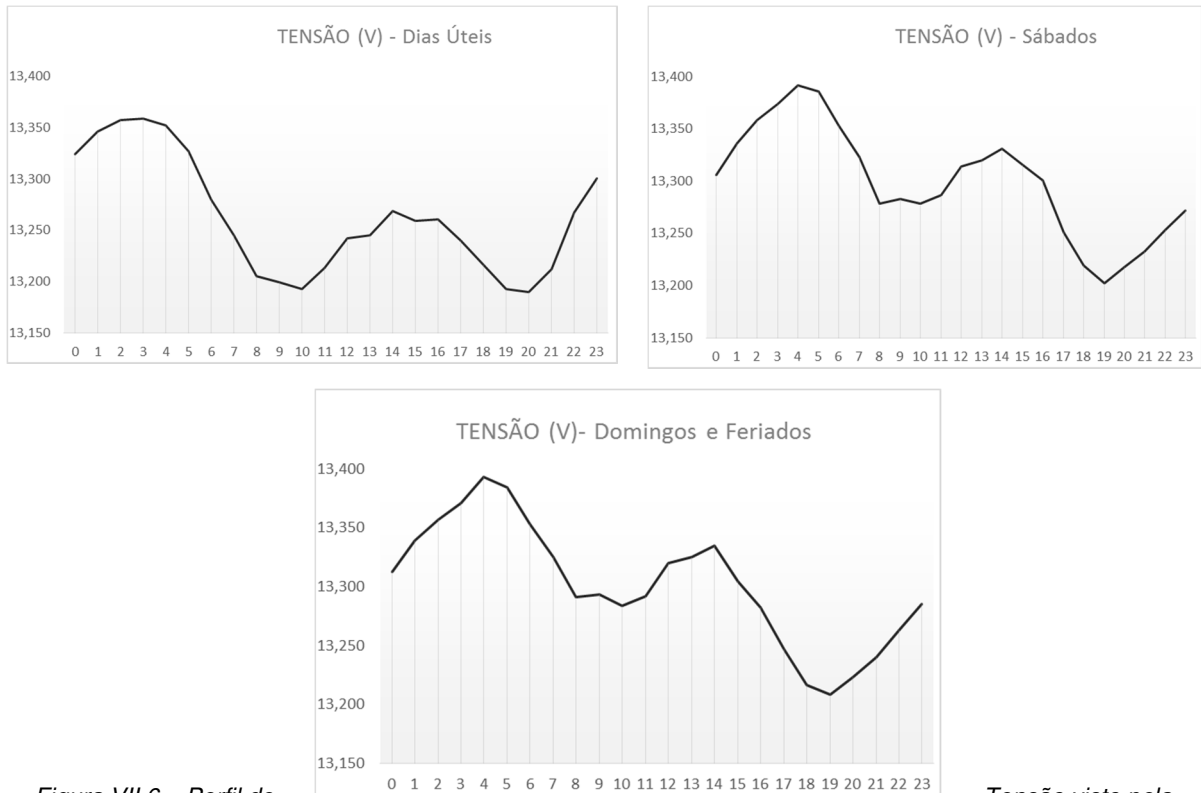


Figura VII.6 – Perfil de

Barra #75 hora à hora no Sistema para a Situação Inicial

Tensão visto pela

Os picos de potência ativa na saída da subestação ocorrem entre 20h00min e 20h59min horas, nos dias úteis, sendo registrado a máxima de 4,999 MW. Para os sábados e domingos e feriados esta máxima ocorre entre 19h00min e 19h59min horas no valor de 4,894 MW para os sábados, e 4,859 MW para os domingos e feriados. Os perfis diário da demanda de potência ativa na saída da subestação, exigida no sistema são mostrados na Figura VII.4.

Já os picos de potência reativa ocorrem entre 08h00min e 08h59min horas nos fins de semana e feriados, sendo registrado a máxima de 2,369 Mvar nos sábados e 2,364 Mvar nos domingos e feriados. Nos dias úteis este pico ocorre entre 10h00min e 10h59min horas no valor de 2,747 Mvar. Os perfis diário da demanda de potência reativa na subestação, fornecida pelo sistema são mostrados Figura VII.5.

Também foi analisada a conformidade do sistema teste, onde pode-se verificar que o valor mínimo de tensão, mantendo-se a barra da subestação fixa em 13,8 kV, ocorre entre 20h00min e 20h59min horas nos dias úteis na barra #75 onde o valor da tensão atinge 0,9558 p.u. (13,190 kV). Comparado aos valores encontrados nas simulações feitas para a curva de carga de sábado, este valor não apresenta uma melhora significativa do perfil de tensão, atingindo 0,9578 p.u. (13,217 kV), registrados no mesmo horários. Para domingos e feriados este valor atinge 0,9571 p.u. (13,207 kV) entre 19h00min e 19h59min horas.

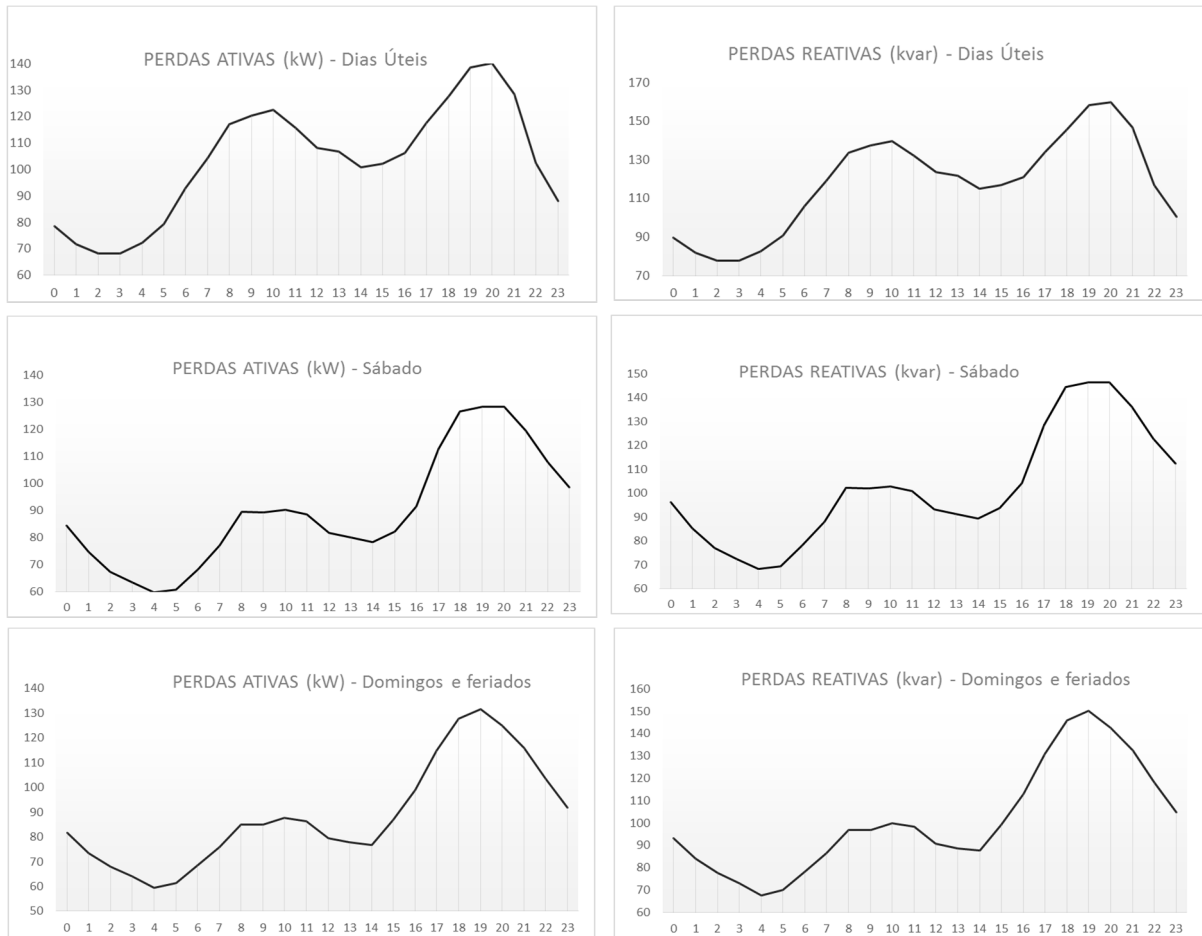


Figura VII.7 – Perfil de Perdas Acumuladas hora à hora no Sistema para a Situação Inicial

Vale ressaltar que o máximo valor de tensão encontrado na barra #75 foi 0,9705 p.u. (13,392 kV) registrado num período de carga baixa na simulação de domingos e feriados (entre 04h00min e 04h59min horas). Para os dias úteis este valor atinge entre 03h00min e 03h59min horas o valor de 0,968 p.u. (13,358 kV). Isso nos mostra que o sistema teste apresentado é um forte candidato a correção de fator de potência através de compensação de reativos, o que não só melhoraria o nível de tensão, como principalmente produziria uma redução considerável nas perdas técnicas do sistema. As *Figura VII.6* e *Figura VII.7* mostram os gráficos da variação da tensão e da variação das perdas acumuladas hora à hora no sistema, respectivamente.

### VII.1.1.3 Análise econômica

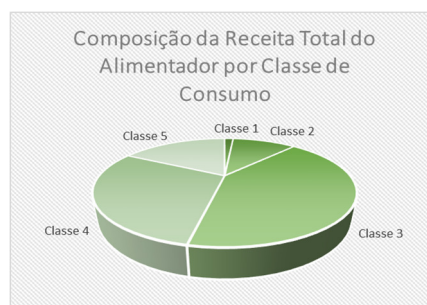
A receita base mensal para o alimentador pode ser obtida através da multiplicação entre a curva de carga de energia de cada cliente presente no alimentador e suas respectivas tarifas, tanto para dias úteis quanto para sábados e domingos e feriados. Para o caso base, foi assumido que todos os clientes sejam residenciais enquadrados no grupo B, logo são tarifados conforme tarifa convencional monômnia.

O valor a ser obtido com este cálculo expressará somente o montante direto do processo de cálculo de receita de energia elétrica, considerando para isto os principais componentes do cálculo (tarifa e energia) e desprezando quaisquer tipos de incidências de impostos, valores mínimos para conta de energia, desconto, subsídios, tarifas de demanda ou custos operacionais e de manutenção da rede.

Desta maneira, considerando um período mensal de 30 dias, compostos de 21 dias úteis, 4 sábados, 5 domingos e nenhum feriado, chegando ao valor de receita base mensal do alimentador de R\$1.834.510,67. A *Tabela VII.1* e a *Figura VII.8* detalham os valores encontrados por classe a participação de cada classe na receita do alimentador.

*Tabela VII.1 – Receita paga Individualmente por cada Classe de consumo e a Receita Total do Alimentador dividida por Classe de Consumo.*

CLASSES	RECEITA INDIVIDUAL POR CLASSE	RECEITA TOTAL POR CLASSE
Classe 1	R\$ 33,55	R\$ 25.763,35
Classe 2	R\$ 102,50	R\$ 188.190,81
Classe 3	R\$ 228,30	R\$ 749.062,50
Classe 4	R\$ 466,26	R\$ 531.540,94
Classe 5	R\$ 1.240,70	R\$ 339.953,07
<b>RECEITA TOTAL MESAL</b>		<b>R\$ 1.834.510,67</b>



*Figura VII.8 – Composição da Receita Total do Alimentador por Classe de consumo.*

## VII.2 Situação com Aplicação da Tarifa Branca

Conforme descrito na metodologia e visando embasar análise dos impactos produzidos pela atual situação energética do país no resultado final do programa de gestão da demanda, foram consideradas três simulações, conforme abaixo:

- SIMULAÇÃO 1 – Serão aplicados os valores de tarifa estabelecido na Resolução Homologatória ANEEL n. 1.858/2015 [24], que possuem vigência para o período de 02/03/2015 a 06/11/2015.

- SIMULAÇÃO 2 – Serão aplicados os valores de tarifa estabelecido na Resolução Homologatória ANEEL n. 1.650/2013 [25], que possuíam vigência para o período de 07/11/2013 a 06/11/2014.
- SIMULAÇÃO 3 – Serão aplicados os valores literário para o cálculo da tarifa branca onde será utilizando como base a tarifa convencional vigente conforme [25], e aplicado os conceitos de composição da tarifa branca descrito no capítulo III, onde para o período fora ponta será utilizada a metade do valor da tarifa convencional, para o período intermediário será aplicado 3 vezes o valor da tarifa branca fora ponta e para o período de ponta será aplicado 5 vezes este valor.

## **VII.2.1 Simulação 1**

Para esta simulação foram aplicados os valores de tarifa estabelecido na Resolução Homologatória ANEEL n. 1.858/2015, que possuem vigência para o período de 02/03/2015 a 06/11/2015, conforme estabelecido na metodologia descrita nesta dissertação.

### **VII.2.1.1 Análise das curvas de carga**

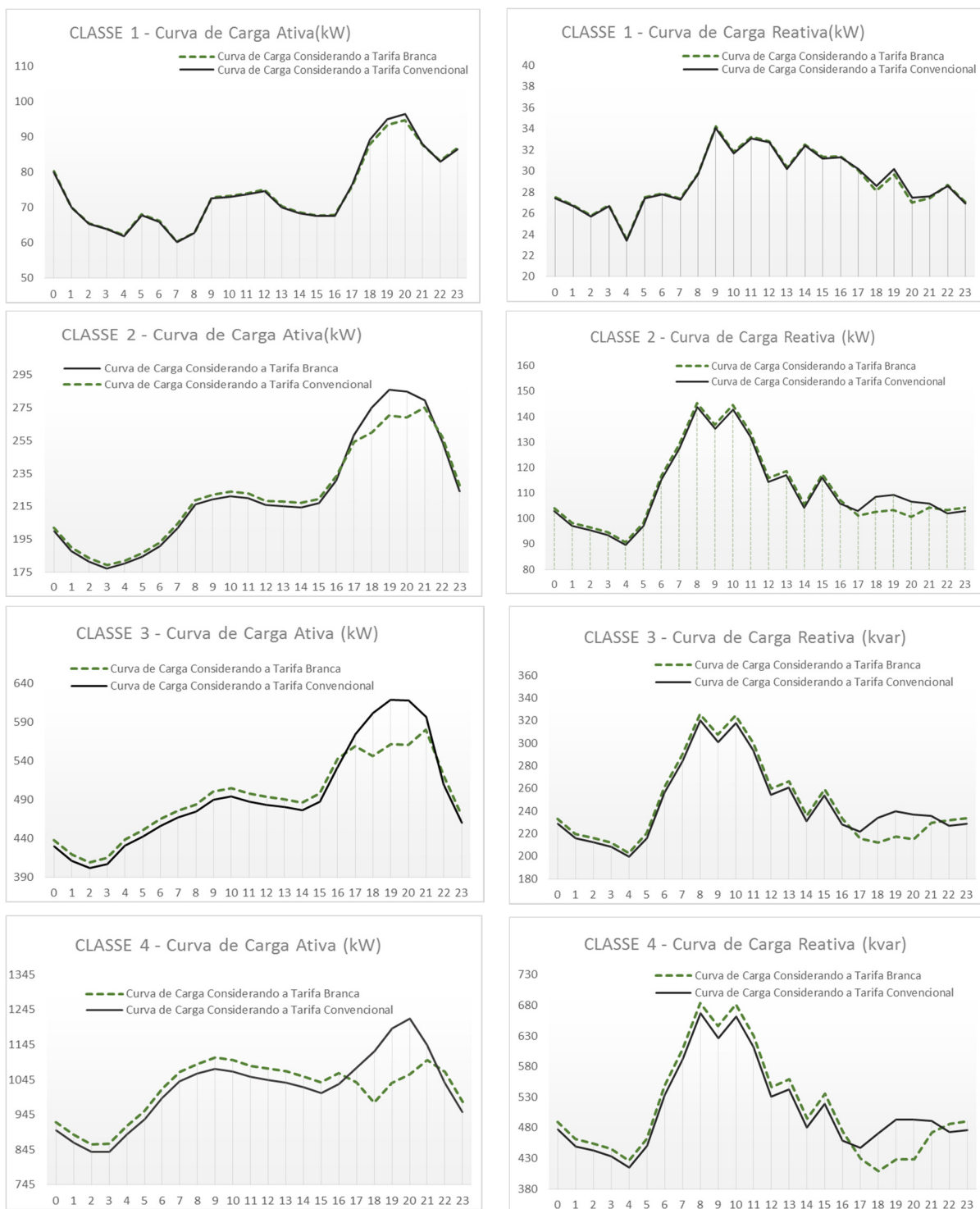
Seguindo o procedimento ilustrado no fluxograma contido na *Figura VI.1*, foi efetuada a alteração nas curvas de carga iniciais de todas as classes de consumo que compõem o alimentador, levando em consideração a aplicação da nova tarifa. Conforme explicitado no capítulo VI, o procedimento para alteração das curvas levou em considerações fatores como: dados provenientes de outros estudos, como por exemplo [17] e [20], e dados arbitrados baseados em conhecimentos empíricos de especialistas da área, como por exemplo os estabelecidos em [22] e [23].

Vale ressaltar que a aplicação da alteração de comportamento da curva frente a aplicação de uma tarifa dinâmica foi feita unicamente sobre os dias úteis, uma vez que a tarifa branca não tem impacto direto no horário de consumo de energia para os sábados e domingos e feriados, apesar de se entender que o hábito pode provocar uma conscientização no consumo de forma a refletir também de maneira mais sutil no fim de semana.

Nota-se uma alteração significativa no horário de ponta, onde a energia é mais cara, principalmente para os consumidores da classe 4 e 5. Esta diferença pode ser melhor



observada nos gráficos contidos na *Figura VII.9*, que mostram uma comparação direta entre as curvas de cada classe, antes e após a aplicação da tarifa.



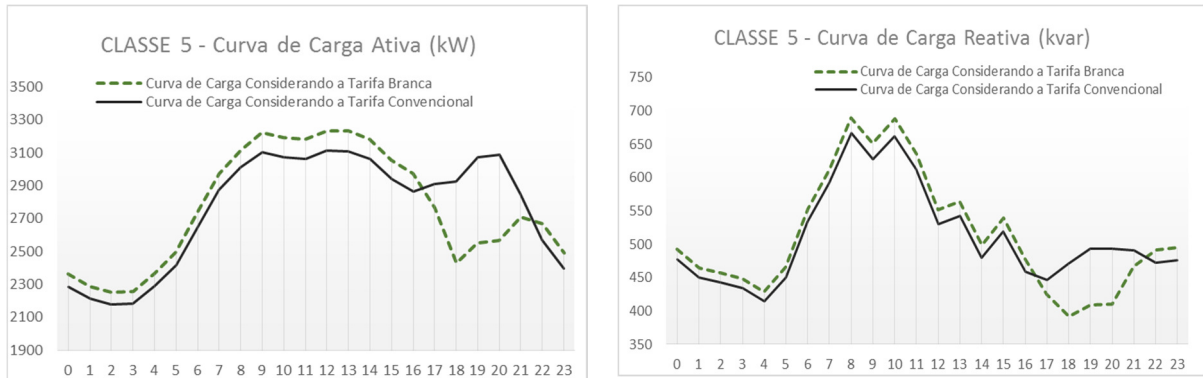


Figura VII.9 – Comparação entre as Curvas de Perfil de Consumo de cada Classe, antes e após a Aplicação do Processo de Elasticidade.

### VII.2.1.2 Análise do fluxo de potência

Com as curvas alteradas já considerando o impacto provocado pela mudança de comportamento do consumidor frente a tarifa branca para os dias úteis, pode-se efetuar uma análise do fluxo de potência do sistema teste já considerando este impacto, para isso foram considerados inicialmente 3 cenários:

- Cenário 01 – foi considerado uma adesão pessimista dos consumidores ao programa de tarifação dinâmica.
- Cenário 02 – foi considerado uma adesão realista dos consumidores ao programa de tarifação dinâmica.
- Cenário 03 – foi considerado uma adesão otimista dos consumidores ao programa de tarifação dinâmica.

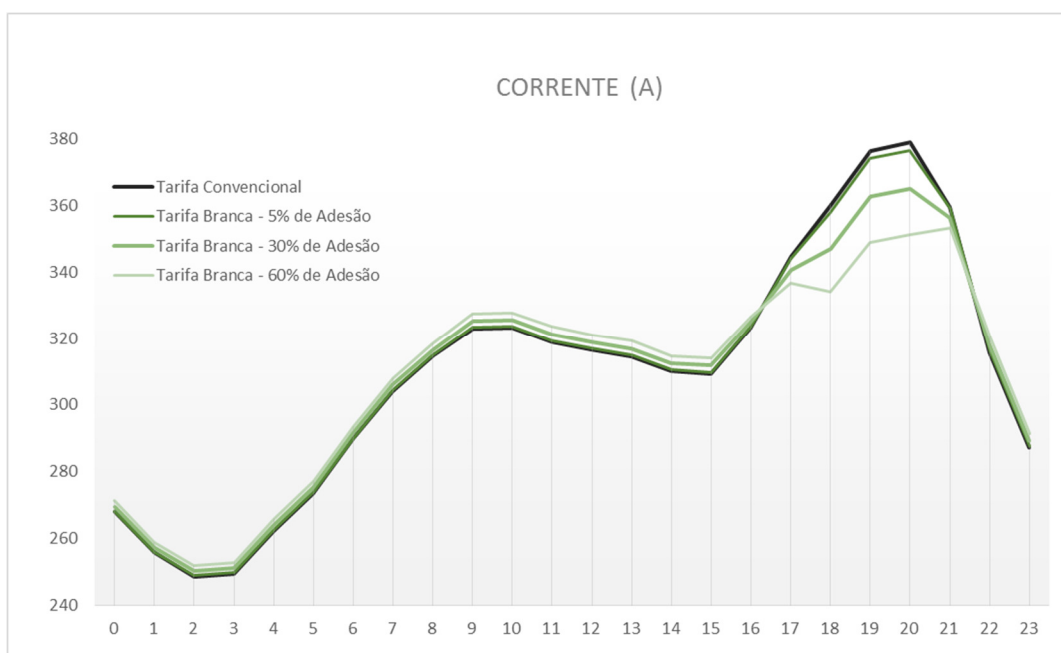
Para o cenário pessimista da adesão dos consumidores ao programa de tarifação dinâmica, foi considerado uma adesão de 5% dos consumidores. Já no cenário realista foi considerado uma margem de adesão de 30 %. Este valor reflete de forma aproximada a adesão aos programas semelhantes ocorridos no Canadá e França. Para o cenário otimista, foi considerado o dobro do valor estimado para o cenário realista, com uma adesão de 60% dos consumidores do alimentador teste. As adesões atribuídas foram aplicadas percentualmente a cada classe de consumo definida nesta dissertação, de forma uniforme.

Nesta condição, foi registrado que o valor da máxima corrente verificada na saída da subestação, que na situação inicial apresentava um valor de 379,0 A ocorridos entre as 20h00min e 20h59min horas, para o cenário 1 foi reduzido para 376,7 A, representado uma redução aproximada de 2,0 A na saída da subestação no pico do sistema. A redução foi ainda mais acentuada para o cenário 2, atingindo 365,0 A, uma redução de 14,0 A do pico

quando comparado com a situação inicial. Já no cenário 3, a redução foi de 17,7 A em comparação à situação inicial, atingindo 351,3 A. Para este cenário a redução foi tão considerável que o pico de demanda foi deslocado para o intervalo de hora seguinte, atingindo o valor 353,3 A.

Vale ressaltar que para os períodos onde a tarifa fora de ponta vigora e onde o consumidor possui uma possibilidade moderada de modulação do seu consumo, nota-se um aumento no valor da corrente para os três cenários quando comparado com a situação inicial.

A *Figura VII.10* mostra o gráfico comparativo entre as correntes registradas para as quatro situações.



*Figura VII.10 – Comparação entre as Correntes Registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa.*

Em analogia com as alterações ocorridas no perfil de corrente, os picos de potência ativa também apresentaram uma variação considerável. Na situação inicial o pico de 4,999 MW que ocorria entre 20h00min e 20h59min horas, passou a registrar 4,970 MW para o cenário 1, 4,825 MW para o cenário 2 e 4,652 MW para o cenário 3. Para este último cenário, análogo ao ocorrido para o perfil de corrente, houve um deslocamento do pico de demanda para o horário de 21h00min e 21h59min horas no valor de 4,676 MW

A *Figura VII.11* mostra um gráfico que faz a comparação do perfil diário da demanda de potência ativa na saída da subestação, exigida do sistema.

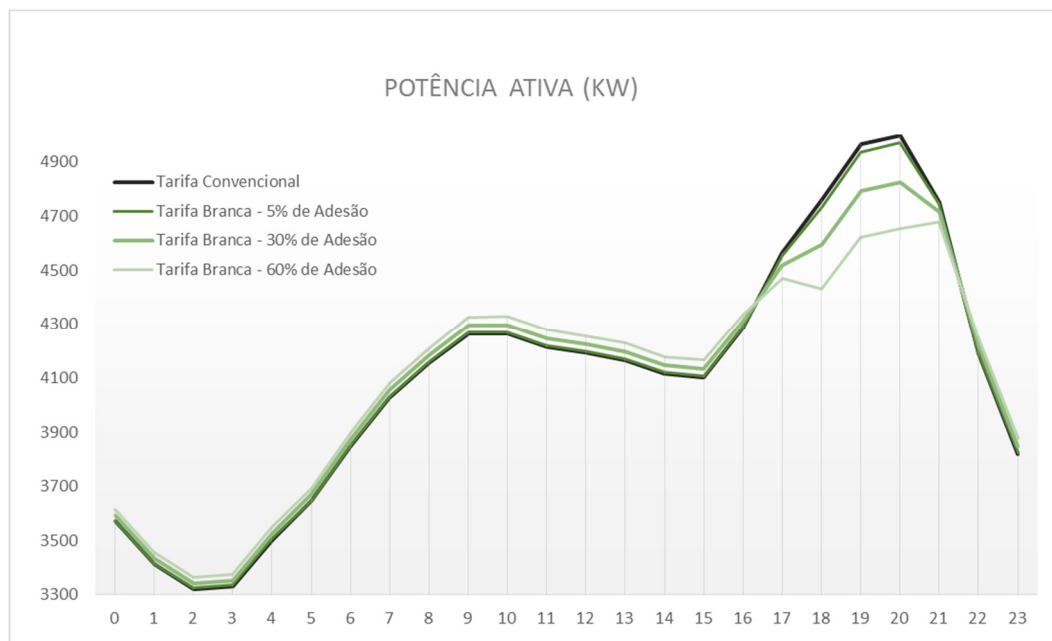


Figura VII.11 – Comparação entre as Potências Ativas demandas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa.

Os picos de potência reativa ocorrem em dois períodos distintos, entre 08h00min e 08h59min horas e em valor um pouco maior entre 10h00min e 10h59min horas. Na situação inicial, esse valor atingia o patamar máximo de 2,747 Mvar no horário de maior pico, sendo reduzido para 2,732 Mvar no cenário 1; 2,660 Mvar no cenário 2 e 2,573 Mvar no cenário 3.

A Figura VII.12 mostra um gráfico comparativo do perfil diário da demanda de potência reativa fornecido a subestação, na situação inicial e nos três cenários analisados.

No que diz respeito a conformidade do sistema, onde na situação inicial registramos o valor mínimo de tensão de 0,9558 p.u. (13,190 kV), na barra #75, ocorridos entre 20h00min e 20h59min horas, verificou-se na simulação do cenário 1, um ligeiro aumento deste valor na ordem de 0,9561 p.u.(13,194 kV). Para o cenário 2, este valor aumenta para 0,9578 p.u. (13,217 kV) atingindo no cenário 3 o valor de 0,9597 p.u. (13,243 kV). Para estas análises foram mantidas as mesmas condições na barra da subestação utilizadas para a simulação inicial.

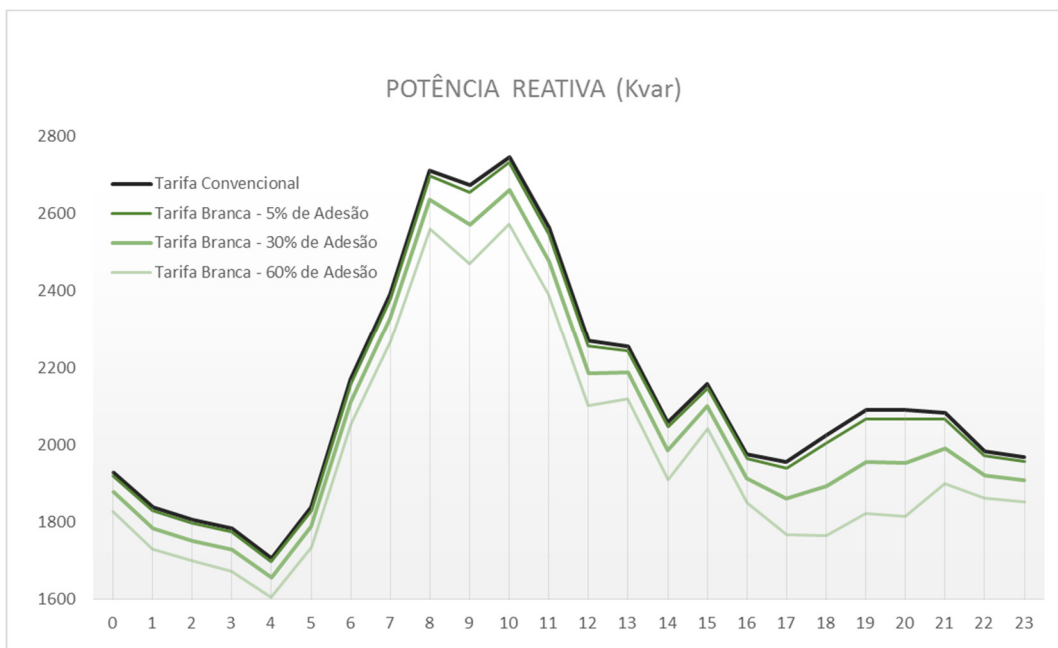


Figura VII.12 – Comparação entre as Potências Reativas verificadas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa.

Já para o máximo valor de tensão encontrado na barra #75, o ganho provocado pela redistribuição de carga de consumo por parte dos clientes não produziu alteração significativa no valor de tensão, sendo o maior ganho ocorrido nos horários de pico do sistema. A Figura VII.13 mostra a comparação do perfil de tensão nesta barra para as situações descritas.

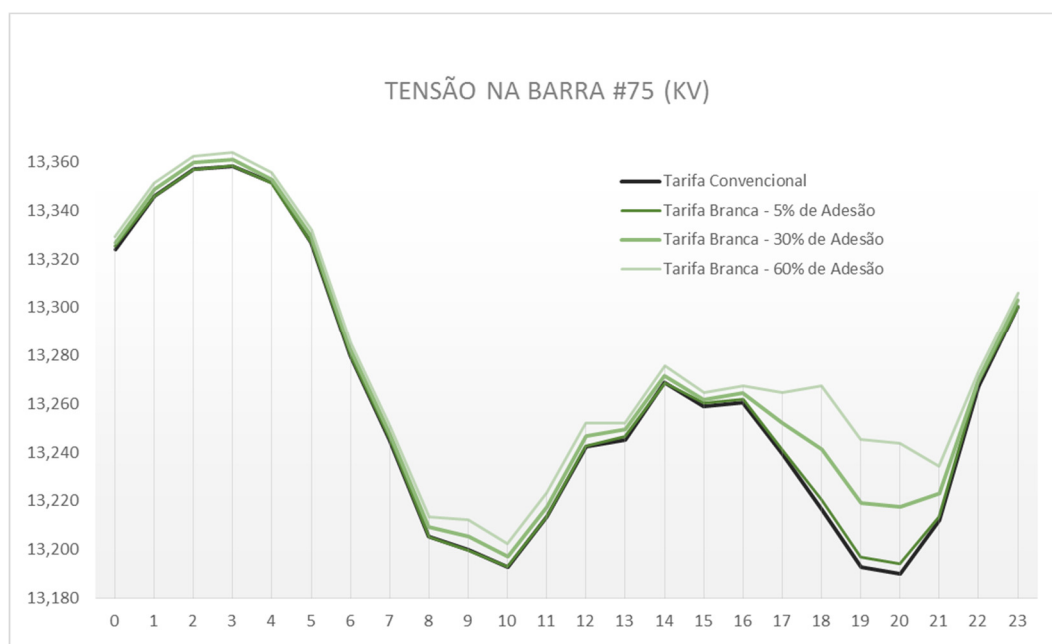
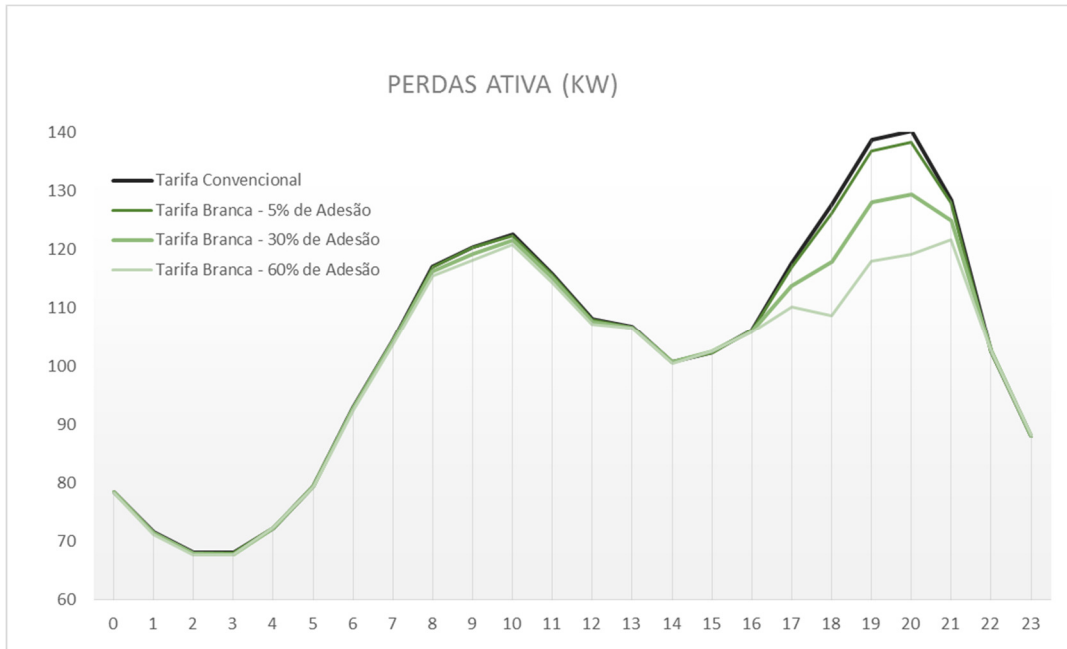
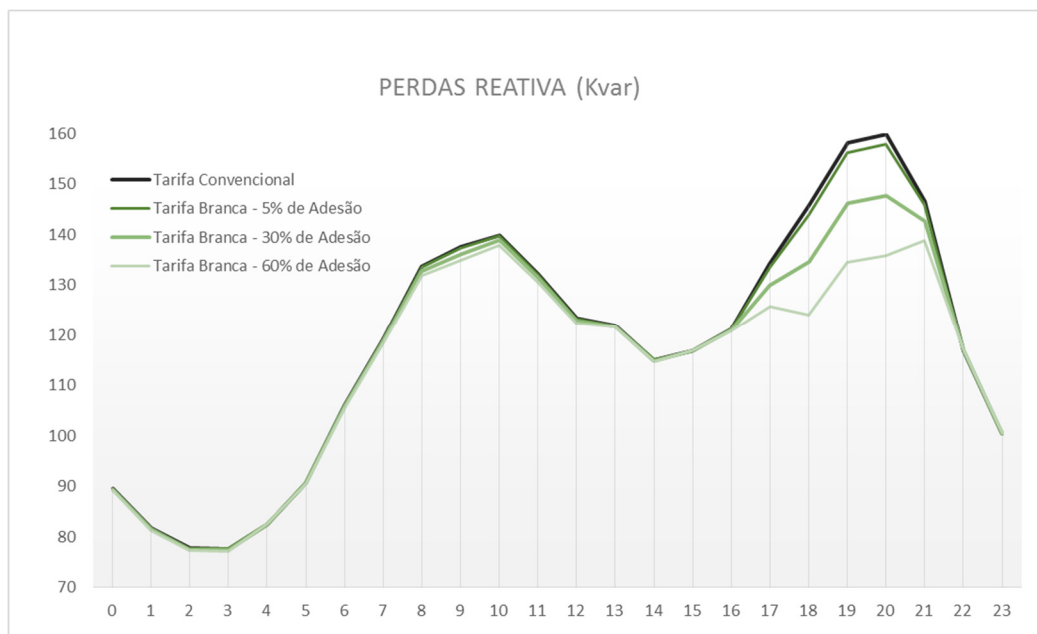


Figura VII.13 – Comparação entre as Máximas Quedas de Tensão verificadas na barra #75 do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa.

Ao analisar a curva horária de perdas, nota-se também que houve uma redução dos valores nos horários de ponta, tanto para as perdas ativas como reativas. As *Figura VII.14* e *Figura VII.15* traz os gráficos que demonstram uma comparação entre os perfis de perdas acumuladas hora à hora no sistema.



*Figura VII.14 – Comparação entre as Perdas Ativas registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa.*



*Figura VII.15 – Comparação entre as Perdas Reativas registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa.*

### VII.2.1.3 Análise econômica

Com base nas novas curvas de consumo obtidas com aplicação da elasticidade, pode-se efetuar uma análise da tarifa considerando o impacto na conta de cada consumidor por classe de consumo.

A *Tabela VII.2* mostra a diferença encontrada entre os valores que seriam pagos pelos consumidores, considerando somente energia e tarifa. Na primeira coluna são os valores referente ao custo para o consumidor considerando a tarifa convencional e a segunda considerando a nova tarifa da energia.

*Tabela VII.2 – Comparação da Receita paga Individualmente por cada Classe de consumo considerando a Tarifa Convencional e a Tarifa Branca.*

CLASSES	RECEITA UNITARIA TARIFA CONVENCIONAL POR CLASSE	RECEITA UNITARIA TARIFA BRANCA POR CLASSE
Classe 1	R\$ 33,55	R\$ 33,91
Classe 2	R\$ 102,50	R\$ 103,12
Classe 3	R\$ 228,30	R\$ 228,00
Classe 4	R\$ 466,26	R\$ 461,01
Classe 5	R\$ 1.240,70	R\$ 1.219,12

Nota-se que a tarifa convencional ainda se mostra mais rentável para as classes 1 e 2. Somente apresentando algum sinal tarifário, ainda que de ganho pequeno para consumos medianos como o apresentado pela classe 3. Isso se deu devido à baixa elasticidade que as classes 1 e 2 possuem para modular suas cargas, uma vez que seu consumo é composto de cargas constantes e essenciais.

Outro fator que prejudica o sucesso da tarifa, e neste caso atingindo todas as classes, são os valores de tarifa de energia homologada pela ANEEL em 2015 para a tarifa branca na ponta, intermediária e fora ponta. Os valores destoam da proposta inicialmente pensada, onde os valores da tarifa definidos para os patamares horários seriam aplicado de forma que a tarifa na fora ponta teriam um valor que corresponderia a aproximadamente a metade do valor a tarifa convencional vigente. No período intermediário o valor corresponderia a aproximadamente 3 vezes o valor da tarifa branca para o período fora ponta e o período de ponta a 5 vezes este valor.

Vale lembrar que os valores atualmente homologados para a tarifa branca representam a atual crise hídrica do setor energético, onde o principal objetivo é a redução do consumo geral de energia e não o achatamento ou deslocamento do pico de demanda.

No entanto, considerando os três cenários propostos: pessimista, realista e otimista, efetuou-se uma análise da receita base mensal do alimentador considerando o mesmo critério utilizado para a análise feita na situação atual.

A *Tabela VII.3* representa a comparação da receita total para as quatro situações.

*Tabela VII.3 – Comparação da Receita Total da Distribuidora considerando cada cenário estudado*

RECEITA COMPARATIVA MENSAL					
CLASSES	TARIFA CONVENCIONAL	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2	CENÁRIO 3	
Classe 1	R\$ 25.763,35	R\$ 25.777,31	R\$ 25.847,81	R\$ 25.932,63	
Classe 2	R\$ 188.190,81	R\$ 188.247,83	R\$ 188.532,28	R\$ 188.873,75	
Classe 3	R\$ 749.062,50	R\$ 749.013,35	R\$ 748.767,57	R\$ 748.472,34	
Classe 4	R\$ 531.540,94	R\$ 531.241,18	R\$ 529.742,39	R\$ 527.943,84	
Classe 5	R\$ 339.953,07	R\$ 339.650,90	R\$ 338.183,20	R\$ 336.413,33	
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 1.834.510,67</b>	<b>R\$ 1.833.930,56</b>	<b>R\$ 1.831.073,25</b>	<b>R\$ 1.827.635,90</b>	

Nota-se que ainda, que com o cenário otimista e considerando as premissas adotadas nesta dissertação, a redução da receita e da ordem de 0,37%, quando comparada com a receita obtida com a tarifa convencional apenas. Considerando que a distribuidora possua 100 alimentadores e que na média estes alimentadores representem o sistema teste utilizado nesta dissertação, se trataria de uma redução mensal de aproximadamente R\$ 687.000,00 frente a uma receita global mensal de R\$ 183.000.000,00. Para o cenário realista adotado a redução desta receita seria aproximadamente a metade, R\$343.000,00.

A *Tabela VII.4* apresenta a participação das tarifas branca e convencional na composição destes valores.

*Tabela VII.4 – Comparação da Receita Total da Distribuidora discriminando a participação de cada processo de tarifação e considerando cada cenário estudo.*

RECEITA MENSAL						
CLASSES	CENÁRIO 1 - 5% DE ADESÃO		CENÁRIO 1 - 30% DE ADESÃO		CENÁRIO 1 - 60% DE ADESÃO	
	PARTE CONVENCIONAL	PARTE BRANCA	PARTE CONVENCIONAL	PARTE BRANCA	PARTE CONVENCIONAL	PARTE BRANCA
Classe 1	R\$ 24.488,60	R\$ 1.288,70	R\$ 18.047,77	R\$ 7.800,04	R\$ 10.298,63	R\$ 15.634,00
Classe 2	R\$ 178.760,77	R\$ 9.487,06	R\$ 131.713,07	R\$ 56.819,21	R\$ 75.235,33	R\$ 113.638,43
Classe 3	R\$ 711.620,79	R\$ 37.392,56	R\$ 524.412,24	R\$ 224.355,33	R\$ 299.533,68	R\$ 448.938,66
Classe 4	R\$ 504.963,89	R\$ 26.277,29	R\$ 372.078,65	R\$ 157.663,73	R\$ 212.616,37	R\$ 315.327,47
Classe 5	R\$ 322.583,20	R\$ 17.067,69	R\$ 238.215,29	R\$ 99.967,91	R\$ 136.477,51	R\$ 199.935,82
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 1.742.417,26</b>	<b>R\$ 91.513,29</b>	<b>R\$ 1.284.467,02</b>	<b>R\$ 546.606,23</b>	<b>R\$ 734.161,52</b>	<b>R\$ 1.093.474,38</b>



## VII.2.2 Simulação 2

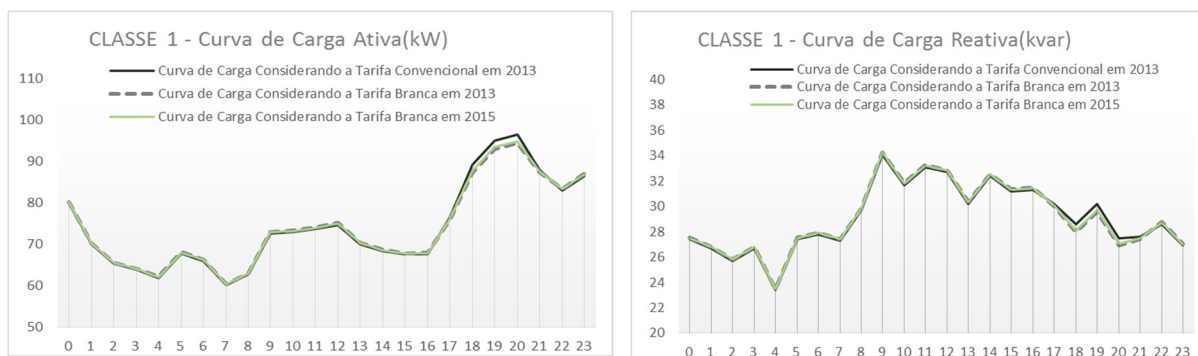
Com a finalidade de avaliar os impactos da tarifa branca utilizando como base o valor homologado na data mais próxima a sua criação, foram aplicados nesta simulação os valores de tarifa estabelecido na Resolução Homologatória ANEEL n. 1.650/2013 [25], que possuíam vigência para o período de 07/11/2013 a 06/11/2014, conforme estabelecido na metodologia descrita nesta dissertação.

### VII.2.2.1 Análise das curvas de carga

Ainda seguindo a procedimento descrito no item 3.4 do Capítulo VI, foi efetuada a alteração nas curvas de carga iniciais de todas as classes de consumo que compõem o alimentador, levando em consideração a aplicação da nova tarifa, desta vez utilizando os valores homologados em 2013. Vale ressaltar que o procedimento para alteração das curvas foi o mesmo utilizado na simulação anterior e que a aplicação da alteração de comportamento da curva foi aplicada unicamente sobre os dias úteis.

Vale ressaltar que uma comparação dos valores da tarifa branca homologados em 2013 e 2015 foi efetuado, a fim de balizar nossa simulação e embasar os possíveis impactos na curva de carga de cada classe de consumo. Com isso, verificou-se que a tarifa fora ponta representava aproximadamente 84% da tarifa convencional em 2013, e a atual representa aproximadamente 88%. Já para o período intermediários estes valores são de aproximadamente 130% do valor da tarifa convencional em 2013 contra aproximadamente 121% da atual, e no período ponta a diferença é de aproximadamente 203% do valor da tarifa convencional contra 181% da atual.

Na *Figura VII.16* pode-se analisar os impactos provocados pela mudança de comportamento nas curvas de consumos de cada classe frente aos valores da tarifa homologada em 2013 e a compararemos com a curva de consumo obtida como base 2015.



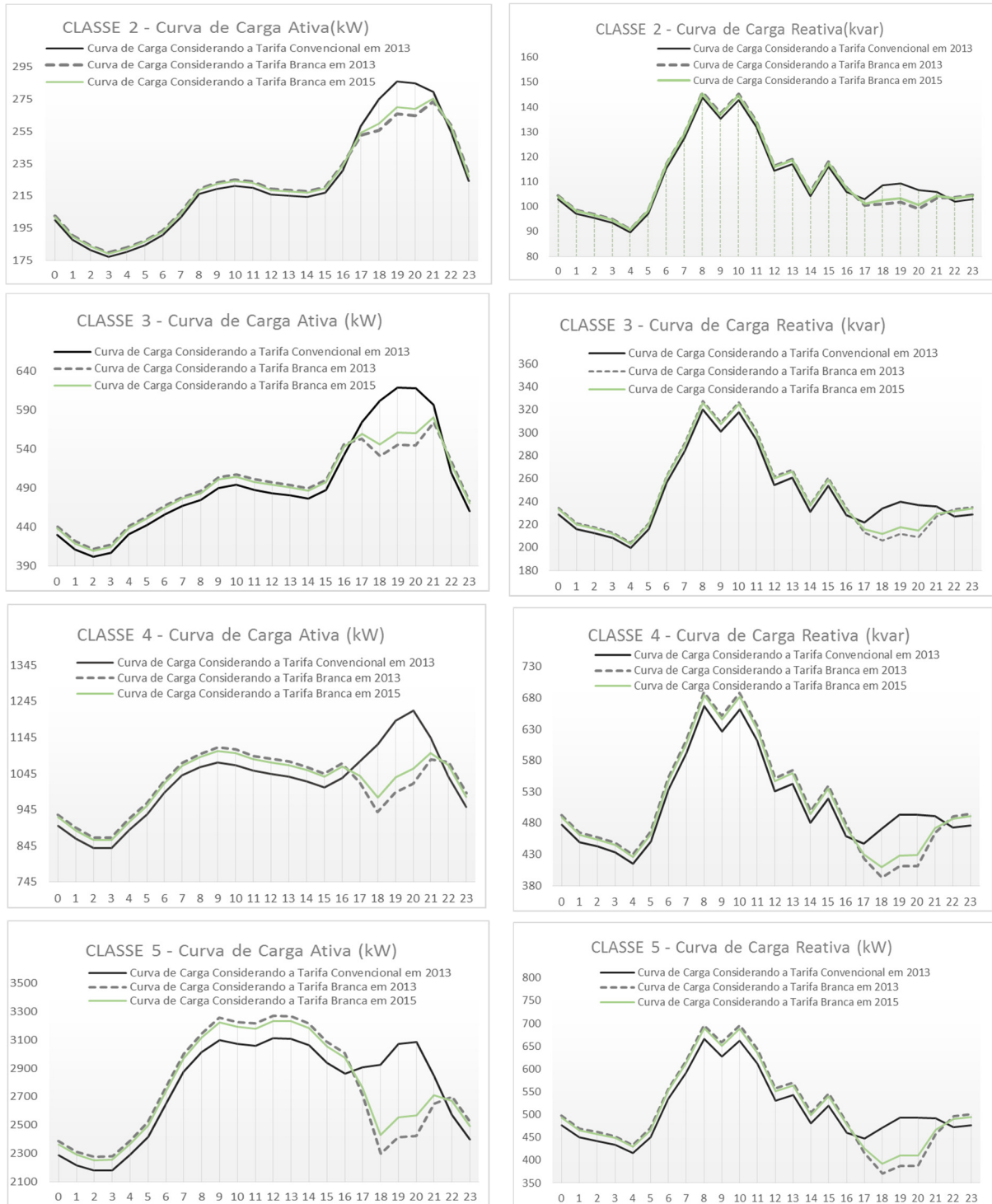


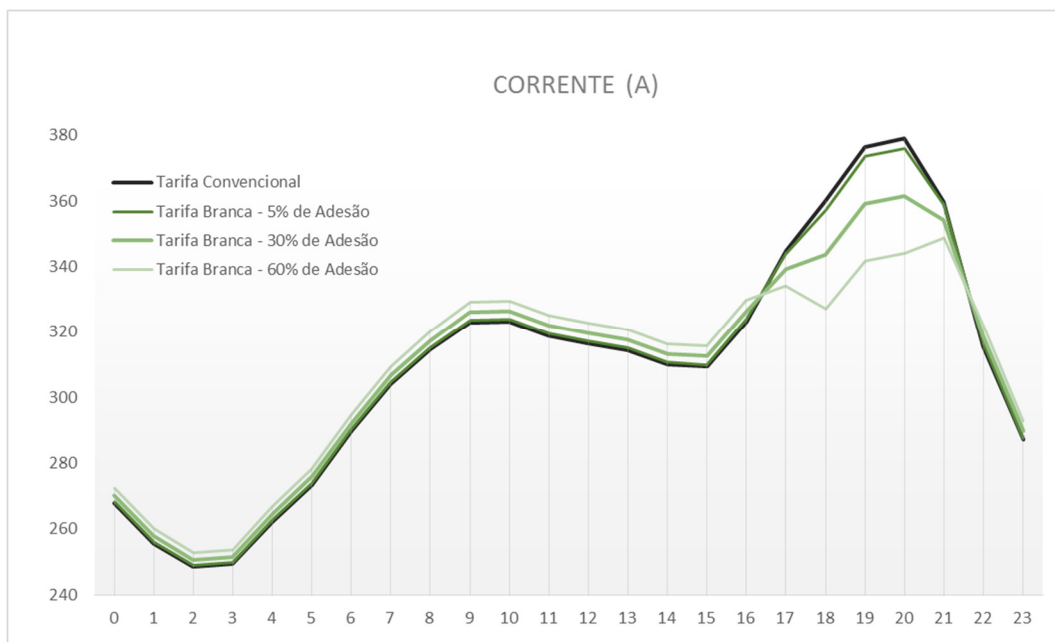
Figura VII.16 – Comparação entre as curvas de perfil de Consumo de cada classe, antes e após a aplicação do Processo de Elasticidade.

## VII.2.2.2 Análise do fluxo de potência

A exemplo do processo de análise feito para a tarifa branca homologada em 2015, aplicou-se os mesmos critérios de classificação de cenários. Isso permitiu não só seguir uma linha de raciocínio de análise única sobre uma mesma base, como também, permitiu efetuar com mais acuidade a comparação entre os cenários para as diferentes tarifas homologadas.

Nesta condição, com o valor da máxima corrente verificada na saída da subestação na situação inicial no valor de 379,0 A ocorridos entre as 20h00min e 20h59min horas, verificou-se que para o cenário 1 este valor foi reduzido para 376,0 A, representado uma redução aproximada de 3,0 A no pico do sistema. Como esperado, a redução foi mais acentuada para o cenário 2, atingindo 361,0 A, uma redução 18,0 A do pico comparada a situação inicial, no entanto, o pico máximo de redução foi atingido no cenário 3, com uma redução foi de 35,0 A em comparação a situação inicial, atingindo 343,9 A. Para este cenário a redução foi tão considerável que o pico de demanda foi deslocado para o intervalo de hora seguinte, atingindo o valor 348,6 A.

A *Figura VII.17* mostra o gráfico comparativo entre as correntes registradas para as quatro situações.

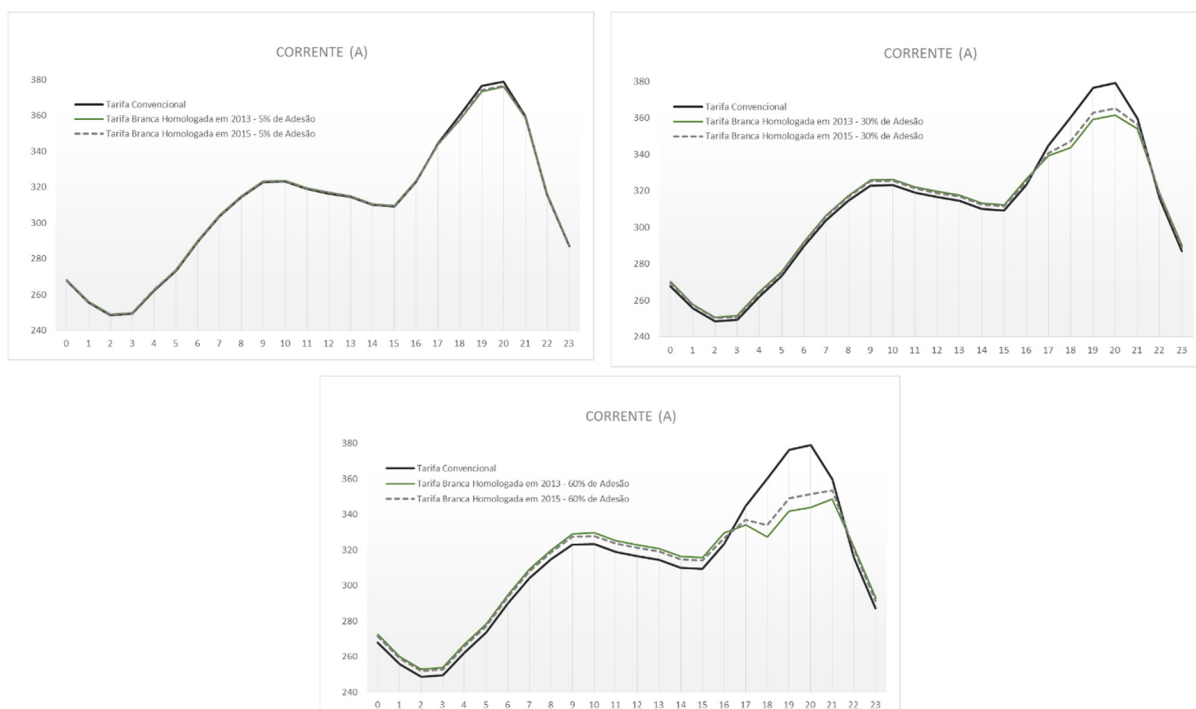


*Figura VII.17 – Comparação entre as Correntes Registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa.*

Quando comparados os diferentes cenários entre si, ou seja, os cenários rodados com a tarifa homologada em 2013 e os cenários rodados com a tarifa homologada em 2015, tem-se os seguintes resultados:

- Cenário 01 – Para este cenário a diferença entre as correntes ficam nas casas dos decimais no horário de carga máxima, ficando o resto do dia, na casa das centenas. A maior diferença encontrada na simulação foi para a tarifa homologada em 2013, e ocorreu entre as 20h00min e 20h59min horas, no horário de pico, com o valor de 0,68 A.
- Cenário 02 – Neste cenário nota-se um ligeiro ganho de corrente para a tarifa homologada em 2013, em comparação a homologada em 2015. Esta diferença atinge o valor de 3,6 A no horário de pico. Na maior parte do dia esta diferença fica na casa dos decimais, não apresentado ganho expressivo.
- Cenário 03 – Neste cenário verificou-se que para a simulação com a tarifa homologada em 2013, há um ganho de 7,3 A no horário de carga máxima quando comparado a tarifa homologada em 2015. Para o período fora ponta esta diferença cai para aproximadamente 1,0 A.

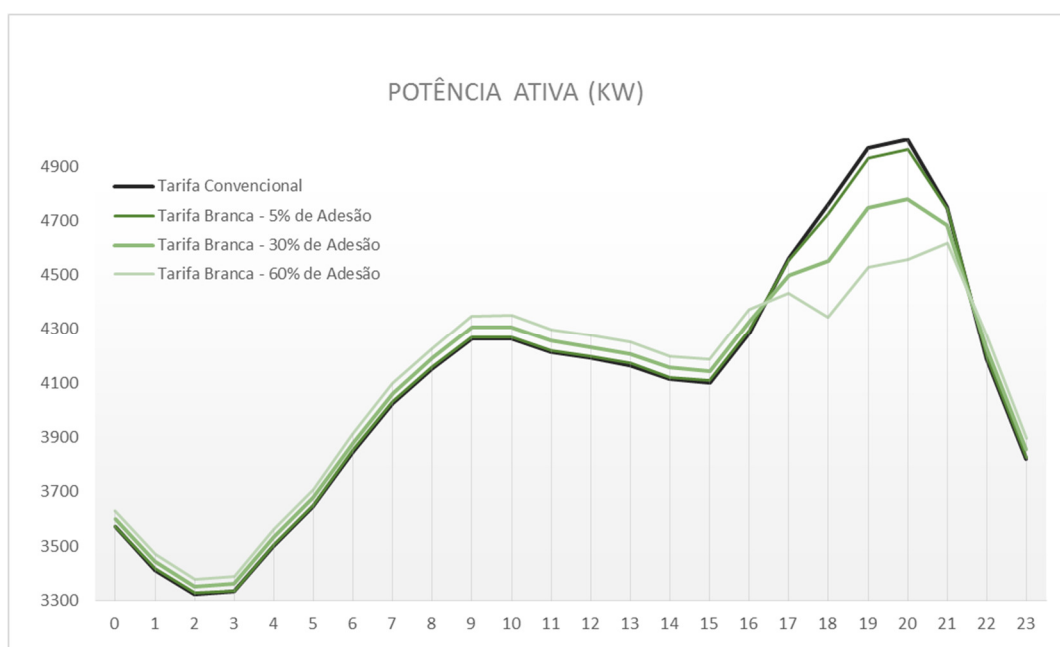
Os gráficos comparativos entre os cenários considerando as tarifas branca homologadas em 2013 e em 2015 são mostrados na *Figura VII.18*.



*Figura VII.18 – Comparativo de Corrente entre os Cenários considerando as Tarifas Branca Homologadas em 2013 e em 2015.*

Analisando os três cenários para a variação da potência ativa na saída da subestação com aplicação da tarifa branca homologada em 2013, nota-se que as alterações ocorridas são homólogas às ocorridas no perfil de corrente. Os picos de potência ativa também apresentaram uma variação considerável entre os cenários, onde na situação inicial o pico de 4,999 MW ocorria entre 20h00min e 20h59min horas, passou a registrar 4,961 MW para o cenário 1; 4,779 MW para o cenário 2 e 4,559 MW para o cenário 3. Para este último cenário, análogo ao ocorrido para o perfil da corrente na saída da subestação, houve um deslocamento do pico de demanda para o horário de 21h00min e 21h59min horas no valor de 4,616 MW.

A *Figura VII.19* traz um gráfico que faz a comparação do perfil diário da demanda de potência ativa na saída da subestação, exigida do sistema.



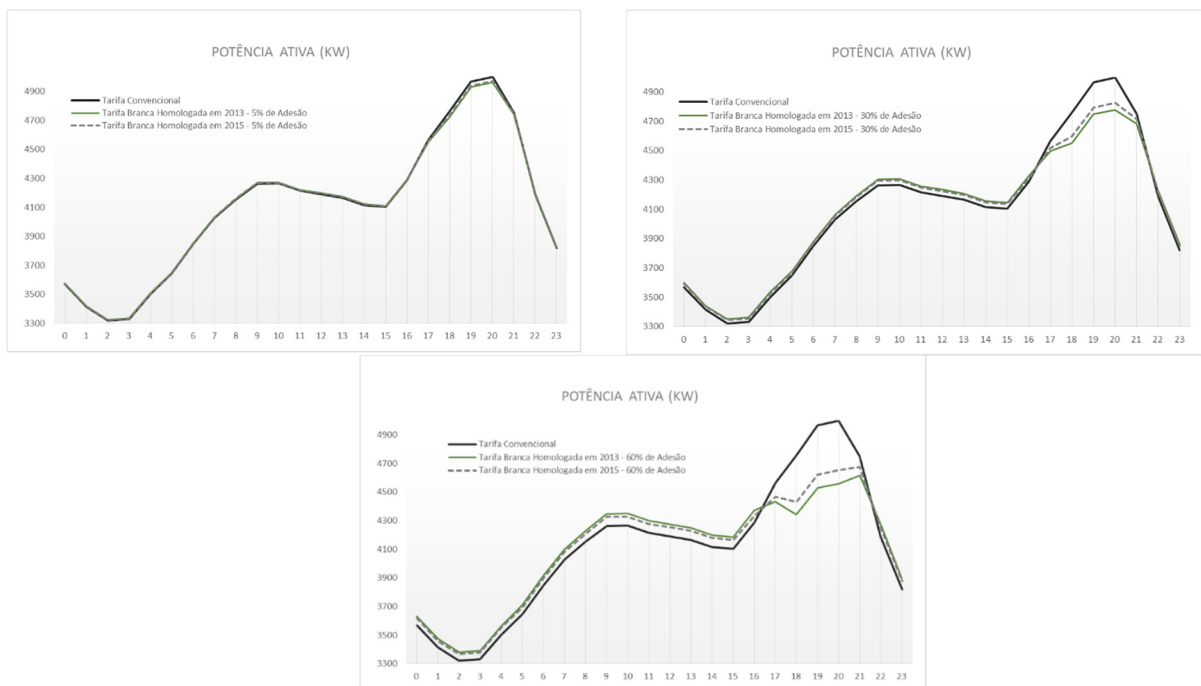
*Figura VII.19 – Comparação entre as Potências Ativas demandas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa.*

Quando comparados os diferentes cenários rodados com a tarifa homologada em 2013 e os cenários rodados com a tarifa homologada em 2015, tem-se os seguintes resultados:

- Cenário 01 – Considerando o cenário pessimista, a diferença entre as potências ativas verificadas para os casos obtidos foi de 8,5 kW para a tarifa homologada em 2013, no horário de carga máxima, ficando o resto do dia, em torno de 1,0 kW. A maior diferença encontrada está entre as 20h00min e 20h59min horas, no horário de pico.

- Cenário 02 – No segundo cenário, a exemplo da análise feita para a corrente, nota-se um tímido ganho de potência ativa para a tarifa homologada em 2013, em comparação a de 2015. Esta diferença atinge o valor de 45,9 kW no horário de pico. Na maior parte do dia esta diferença fica em torno dos 10,0 kW, não apresentado ganho expressivo.
- Cenário 03 – Neste cenário verificou-se que para a simulação com a tarifa homologada em 2013, há um ganho de 93,8 kW, no horário de carga máxima quando comparado a tarifa homologada em 2015. Para o período fora ponta esta diferença cai para aproximadamente 20,0 kW.

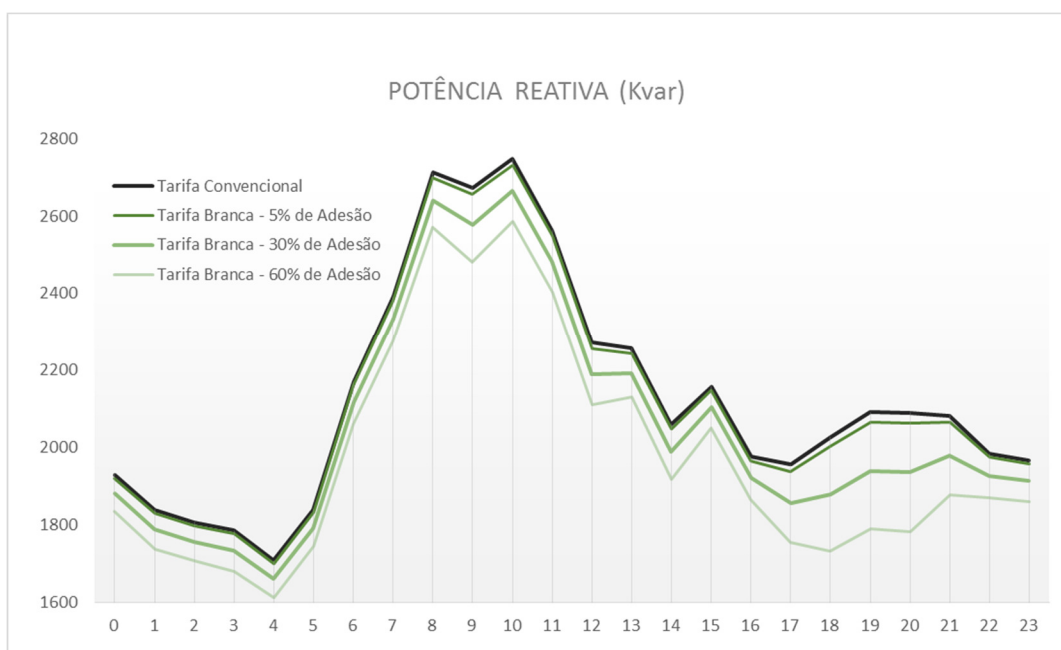
A *Figura VII.20* mostra os gráficos comparativos de potência ativa na saída da subestação entre os cenários considerando as tarifas branca homologadas em 2013 e em 2015.



*Figura VII.20 – Comparativo de Potência Ativa entre os Cenários considerando as Tarifas Branca Homologadas em 2013 e em 2015.*

Ao analisar o perfil de potência reativa para a situação inicial e para os cenários obtidos com a análise da tarifa branca homologada em 2013, pode-se observar que os picos de demanda ocorrem em dois períodos distintos: sendo o primeiro entre 08h00min e 08h59min horas e o segundo, em valor um pouco maior que o primeiro, entre 10h00min e 10h59min horas. Na situação inicial esse valor atingia o patamar máximo de 2,747 Mvar no horário de maior pico, sendo reduzido para 2,732 Mvar no cenário 1; 2,666 Mvar no cenário 2 e 2,585 Mvar no cenário 3.

A *Figura VII.21* mostra o comparativo do perfil diário da demanda de potência reativa fornecido a subestação, na situação inicial e nos três cenários analisados.



*Figura VII.21 – Comparação entre as Perdas Reativas registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa.*

Quando comparados os diferentes cenários rodados com a tarifa homologada em 2013 e os cenários rodados com a tarifa homologada em 2015, tem-se os seguintes resultados:

- Cenário 01 – Para o primeiro cenário, verificou-se que a diferença entre as potências reativas representa uma redução de 3,3 kvar para a tarifa homologada em 2013 em comparação a tarifa homologada em 2015. Esta diferença na redução só pode ser verificada no horário de carga máxima, ficando o resto do dia, em torno de 1,0 kvar. A maior diferença encontrada está entre as 20h00min e 20h59min horas.
- Cenário 02 – No cenário 2, nota-se uma redução um pouco mais acentuada que no primeiro cenário, onde para a tarifa homologada em 2013, a redução atinge o valor de 17,6 kvar no horário de pico, em comparação a de 2015. Na maior parte do dia esta diferença fica em torno dos 3,0 kvar, não apresentando uma redução expressiva.
- Cenário 03 – Para a simulação com a tarifa homologada em 2013, verificou-se uma redução da potência reativa demanda pelo sistema no valor de 34,0 kvar, ocorrida no horário de carga máxima, quando comparada a tarifa homologada

em 2015. Para o período fora ponta esta diferença cai para aproximadamente 8,0 kvar.

A *Figura VII.22* mostra os gráficos comparativos de potência reativa demandada na subestação entre os cenários considerando as tarifas branca homologadas em 2013 e em 2015.



*Figura VII.22 – Comparativo de Potência Ativa entre os Cenários considerando as Tarifas Branca Homologadas em 2013 e em 2015.*

Considerando os três cenários e a tarifa homologada em 2013, foi analisada também a conformidade do sistema, onde na situação inicial foi registrado o valor mínimo de tensão de 0,9558 p.u. (13,190 kV), na barra #75, ocorridos entre 20h00min e 20h59min horas. Para este mesmo horário, verificou-se na simulação do cenário 1, um ligeiro aumento deste valor na ordem de 0,9562 p.u.(13,195 kV). Para o cenário 2, este valor aumenta para 0,9582 p.u. (13,223 kV) atingindo no cenário 3 o valor de 0,9605 p.u. (13,254 kV). Para estas análises foram mantidas as mesmas condições na barra da subestação utilizadas para a simulação inicial.

Já para o máximo valor de tensão encontrado na barra #75, o ganho provocado pela redistribuição de carga não produziu alteração significativa no valor de tensão sendo o maior ganho ocorrido nos horários de pico do sistema. A *Figura VII.23* mostra a comparação do perfil de tensão nesta barra para as situações descritas.



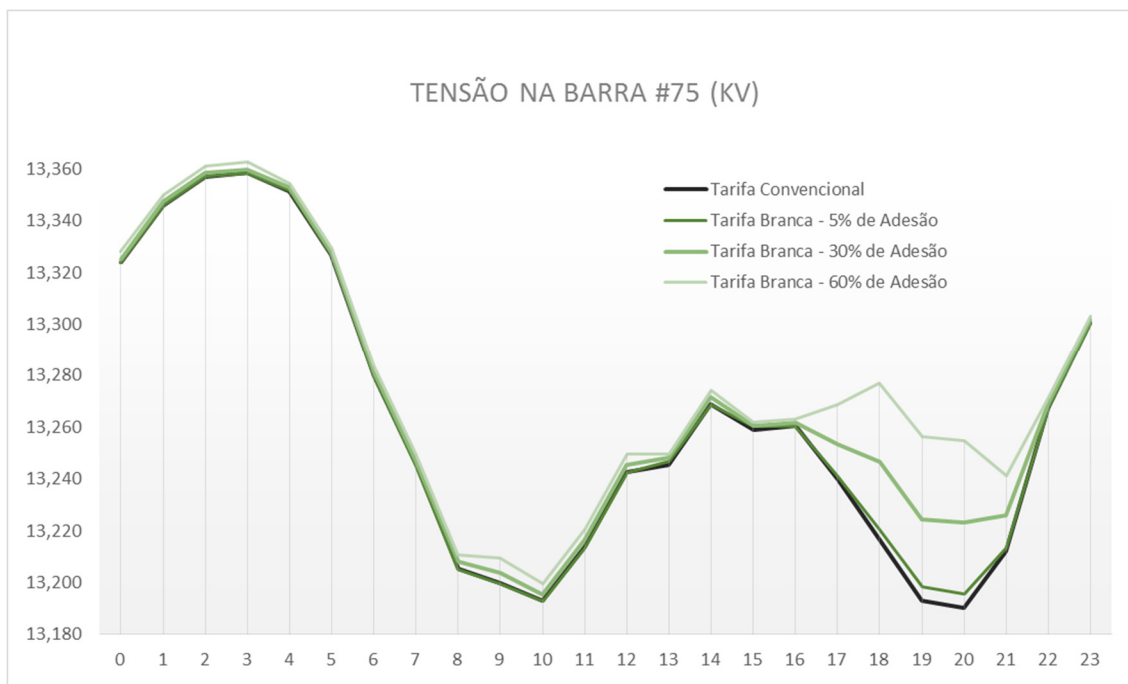


Figura VII.23 - Comparação entre as Máximas Quedas de Tensão verificadas na Barra #75 do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa.

Quando comparados os ganhos de tensão obtidos frente os diferentes cenários rodados com a tarifa homologada em 2013 e os rodados com a tarifa homologada em 2015, tem-se os seguintes resultados:

- Cenário 01 – Para o primeiro cenário, verificou-se que a diferença entre as tensões verificadas na barra #75, quando comparados os impactos produzidos considerando a tarifa homologada em 2013 e a homologada em 2015, não possuem nenhuma representatividade na melhoria do perfil de tensão, sendo o ganho máximo de 1,0 V no horário de carga máxima, entre as 20h00min e 20h59min horas.
- Cenário 02 – No cenário 2, o perfil de tensão ainda apresenta uma diferença pouco atraente quando comparados os efeitos provocadas pelas tarifas de 2013 e 2015, em torno de 5,0 V no horário de pico.
- Cenário 03 – Para a simulação com a tarifa homologada em 2013, há uma ligeira melhora no perfil de tensão na barra #75, no entanto sem muita representatividade. O maior ganho registrado foi de 10,0 V no horário de carga máxima, entre as 20h00min e 20h59min horas.

A Figura VII.24 mostra os gráficos comparativos do perfil de tensão na barra #75 entre os cenários considerando as tarifas branca homologadas em 2013 e em 2015.

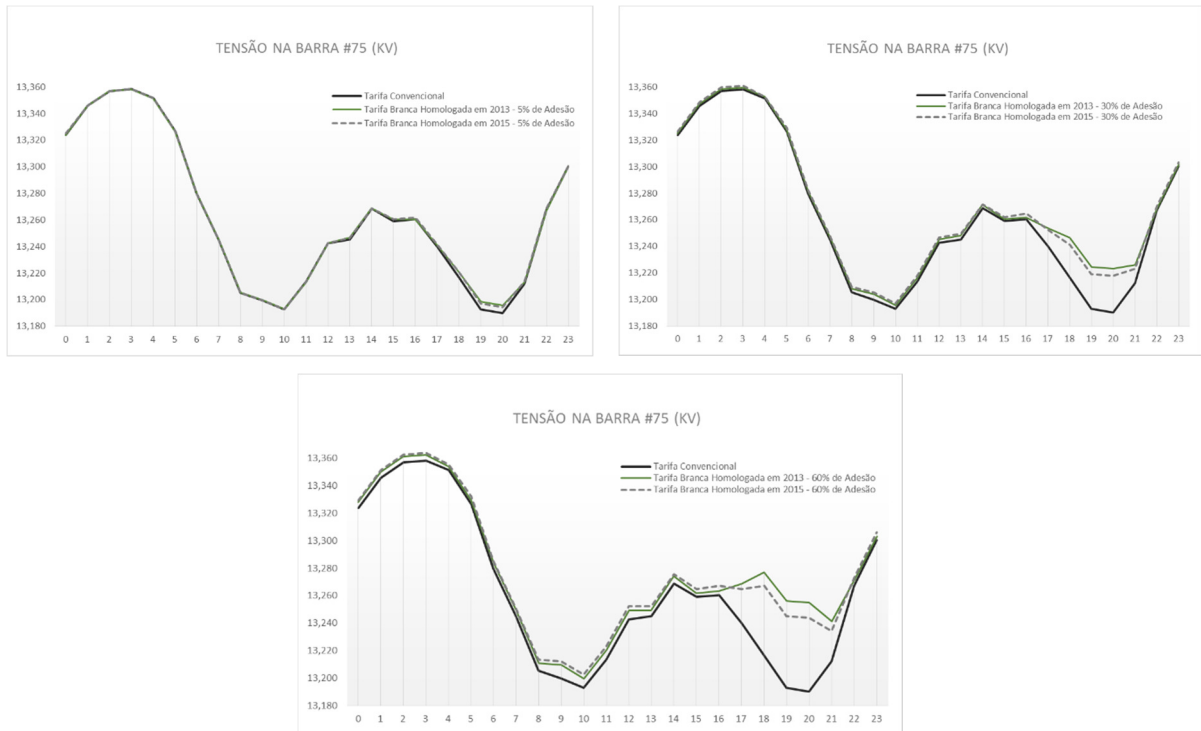


Figura VII.24 - Comparativo da Queda de Tensão verificada hora à hora na Barra #75, entre os Cenários considerando as Tarifas Branca Homologadas em 2013 e em 2015.

Para a análise dos cenários utilizando a tarifa homologada em 2013, nota-se que o perfil horários das perdas ativas e reativas também apresentaram uma redução dos seus montantes, principalmente nos horários de ponta. A *Figura VII.25* e *Figura VII.26* trazem os gráficos demonstrando um comparativo entre o perfil de perdas acumuladas hora à hora no sistema.

Quando comparada a redução das perdas obtida frente os diferentes cenários rodados com a tarifa homologada em 2013 e os rodados com a tarifa homologada em 2015, tem-se os seguintes resultados:

- Cenário 01 – Para este primeiro cenário, a diferença entre a redução encontrada para a simulação considerando os impactos provocados pela tarifa branca homologada em 2013, e a homologada em 2015, é muito pequeno, atingindo uma redução máxima de aproximadamente 0,5 kW.
- Cenário 02 – No cenário 2, a redução do valor total de perda ainda apresenta uma diferença pouco atraente quando comparados aos efeitos provocadas pelas tarifas de 2013 e 2015, em torno de 2,5 kW e 2,7 kvar no horário de pico.
- Cenário 03 – Para a simulação com a tarifa homologada em 2013, os valores de perdas apresentam uma redução de 4,7 kW e 5,3 kvar quando comparado

com simulação feita para a tarifa homologada em 2015, no entanto estes valores não apresentam muita representatividade no montante total.

A Figura VII.27 e Figura VII.28 mostram os gráficos comparativos das perdas ativas e reativas registradas entre os cenários considerando as tarifas branca homologadas em 2013 e em 2015.

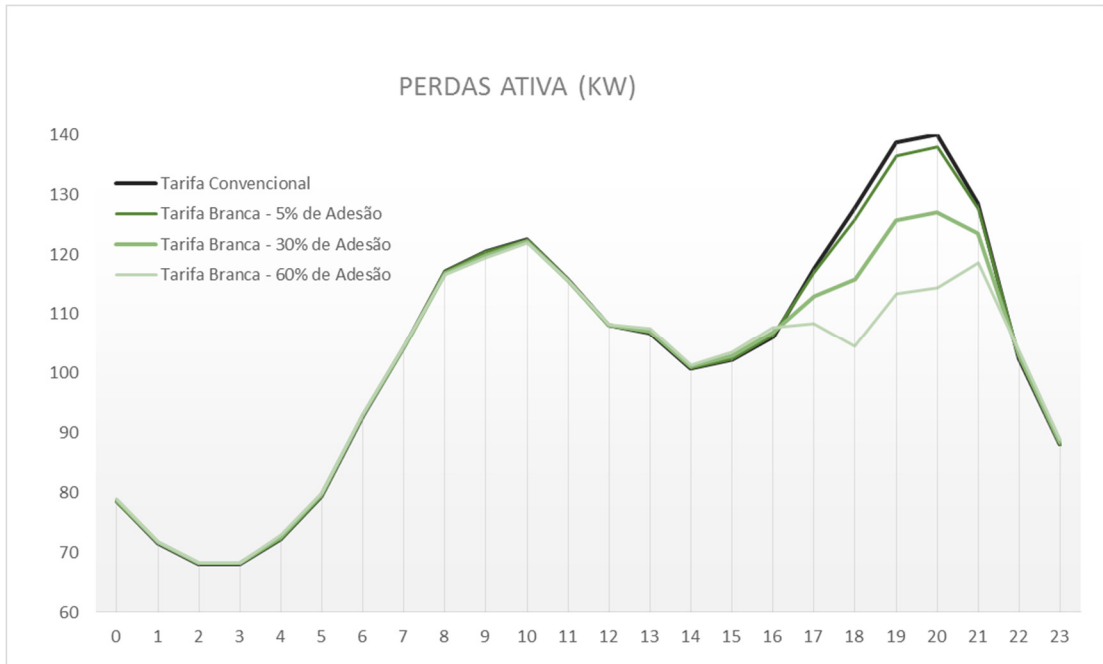


Figura VII.25 – Comparação entre as Perdas Ativas registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa.

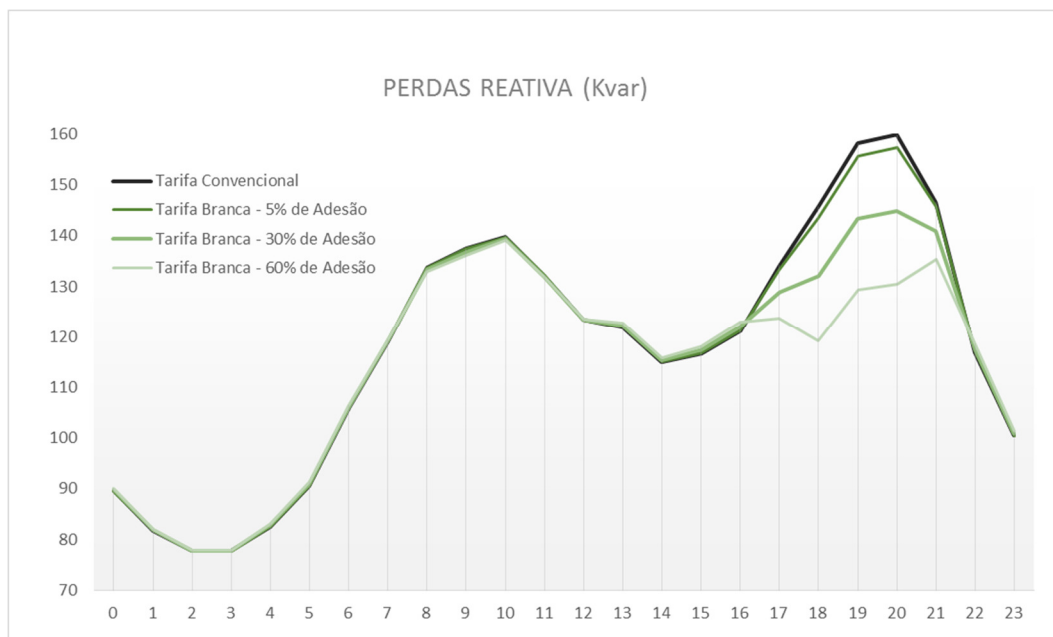


Figura VII.26 – Comparação entre as Perdas Reativas registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa



Figura VII.27 – Comparativo de Perdas Ativa entre os Cenários considerando as Tarifas Branca Homologadas em 2013 e em 2015.

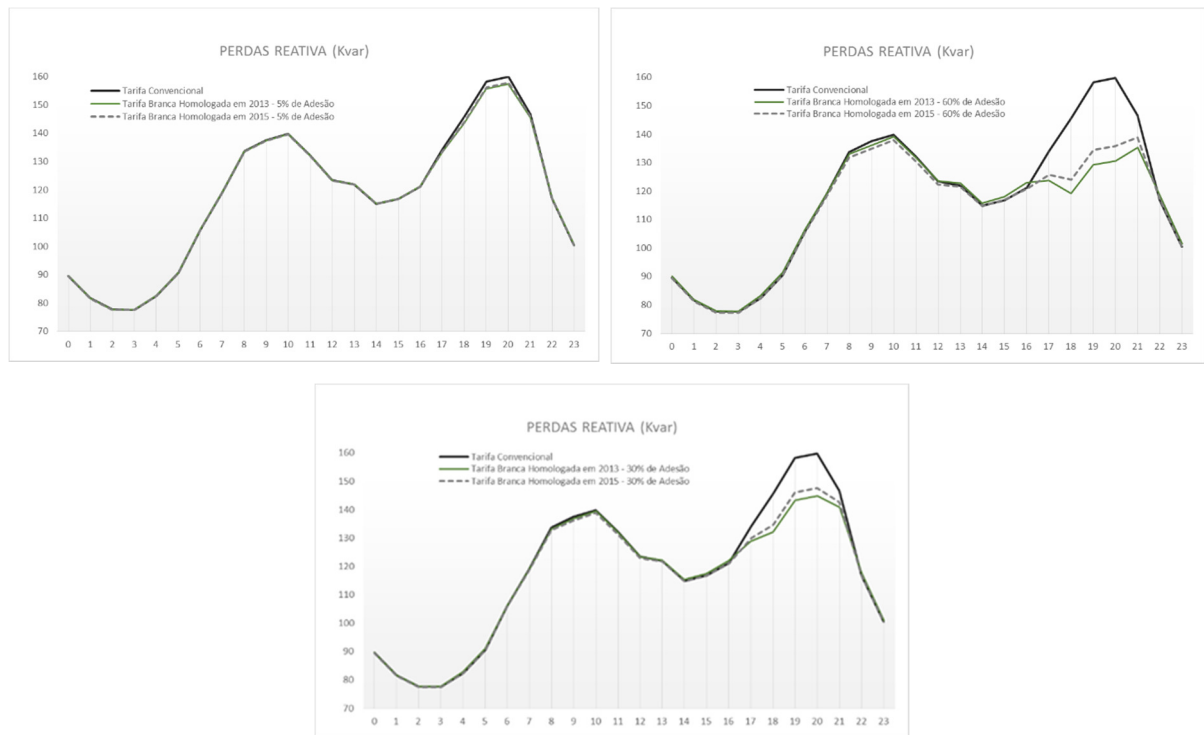


Figura VII.28 – Comparativo de Perdas Ativa entre os Cenários considerando as Tarifas Branca Homologadas em 2013 e em 2015.

### VII.2.2.3 Análise econômica

Com base nas novas curvas de consumo obtidas com aplicação da elasticidade, onde desta vez foi estabelecida uma comparação entre o valor da Tarifa Branca Homologada em 2013 e a Tarifa Convencional homologada em 2013, pode-se efetuar uma análise da tarifa considerando o impacto na conta de cada consumidor por classe de consumo.

A *Tabela VII.5* mostra a diferença encontrada entre os valores que seriam pagos pelos consumidores, considerando somente energia e tarifa. Na primeira coluna são apresentados os valores referente ao custo do consumo de energia para o consumidor considerando a tarifa convencional homologada em 2015, e a segunda traz estes custos considerando a aplicação da tarifa branca homologada em 2013.

*Tabela VII.5 – Comparação da Receita paga Individualmente por cada Classe de consumo considerando a Tarifa Convencional e a Tarifa Branca.*

CLASSES	RECEITA UNITÁRIA TARIFA CONVENCIONAL POR CLASSE	RECEITA UNITÁRIA TARIFA BRANCA POR CLASSE
Classe 1	R\$ 23,53	R\$ 23,81
Classe 2	R\$ 71,91	R\$ 72,21
Classe 3	R\$ 160,17	R\$ 159,09
Classe 4	R\$ 327,12	R\$ 320,32
Classe 5	R\$ 870,44	R\$ 844,47

Nota-se que mesmo para as tarifas homologadas em 2013, ano em que se iniciou o programa de tarifa branca, a tarifa convencional ainda se mostra mais rentável para as classes 1 e 2. Somente apresentando algum sinal tarifário, ainda que de ganho pequeno para consumos de energia médios, como visto na classe 3, sendo rentável para as classes com maior consumo. Isso reforça o argumento levantado na SIMULAÇÃO 1, e o entendimento de que devido à baixa elasticidade que as classes 1 e 2 possuem para modular suas cargas, uma vez que seu consumo é composto de cargas constantes e essenciais, este programa não oferece vantagens em sua adesão.

No entanto, considerando os três cenários propostos: pessimista, realista e otimista, foi efetuada uma análise da receita base mensal do alimentador considerando o mesmo critério utilizado para a análise feita na situação atual.

A Tabela VII.6 representa a comparação da receita total para as quatro situações.

Tabela VII.6– Comparação da Receita Total da Distribuidora considerando cada cenário estudado.

RECEITA COMPARATIVA MENSAL								
CLASSES	TARIFA CONVENCIONAL		CENÁRIO 1	CENÁRIO 2	CENÁRIO 3			
Classe 1	R\$	18.074,70	R\$	18.085,15	R\$	18.137,93	R\$	18.201,43
Classe 2	R\$	132.028,36	R\$	132.055,58	R\$	132.191,40	R\$	132.354,44
Classe 3	R\$	525.517,11	R\$	525.340,68	R\$	524.458,52	R\$	523.398,86
Classe 4	R\$	372.911,28	R\$	372.523,91	R\$	370.587,06	R\$	368.262,85
Classe 5	R\$	238.499,66	R\$	238.136,13	R\$	236.370,41	R\$	234.241,17
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>1.287.031,11</b>	<b>R\$</b>	<b>1.286.141,45</b>	<b>R\$</b>	<b>1.281.745,32</b>	<b>R\$</b>	<b>1.276.458,73</b>

Nota-se que ainda, que com o cenário otimista e considerando as premissas adotadas nesta dissertação, a redução da receita e da ordem de 0,82% quando comparada com a receita obtida com a tarifa convencional apenas. Utilizando a mesma suposição utilizada para a SIMULAÇÃO 1 no critério de avaliação de impacto financeiros, onde foi considerado que a distribuidora possuísse 100 alimentadores e que na média estes representassem o sistema teste, verificou-se uma redução mensal de aproximadamente R\$ 1.057.000,00 frente a uma receita global mensal de R\$ 128.703.000,00, o que representaria quase um mês de faturamento da distribuidora. Para o cenário realista adotado, a redução desta receita base mensal seria aproximadamente a metade, R\$ 529.000,00.

A Tabela VII.7 apresenta a participação das tarifas branca e convencional na composição destes valores.

Tabela VII.7 – Comparação da Receita Total da Distribuidora discriminando a participação de cada processo de tarifação e considerando cada cenário estudado.

RECEITA MENSAL												
CLASSES	CENARIO 1 - 5%DE ADEÇÃO		CENARIO 1 - 30%DE ADEÇÃO		CENARIO 1 - 60%DE ADEÇÃO							
	PARTE CONVENCIONAL	PARTE BRANCA	PARTE CONVENCIONAL	PARTE BRANCA	PARTE CONVENCIONAL	PARTE BRANCA						
Classe 1	R\$	17.180,38	R\$	904,77	R\$	12.661,71	R\$	5.476,22	R\$	7.225,17	R\$	10.976,25
Classe 2	R\$	125.412,56	R\$	6.643,02	R\$	92.405,47	R\$	39.785,93	R\$	52.782,58	R\$	79.571,86
Classe 3	R\$	499.249,26	R\$	26.091,42	R\$	367.910,03	R\$	156.548,49	R\$	210.142,78	R\$	313.256,08
Classe 4	R\$	354.265,71	R\$	18.258,19	R\$	261.037,90	R\$	109.549,17	R\$	149.164,51	R\$	219.098,34
Classe 5	R\$	226.313,55	R\$	11.822,58	R\$	167.123,85	R\$	69.246,56	R\$	95.748,04	R\$	138.493,13
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>1.222.421,47</b>	<b>R\$</b>	<b>63.719,98</b>	<b>R\$</b>	<b>901.138,95</b>	<b>R\$</b>	<b>380.606,37</b>	<b>R\$</b>	<b>515.063,08</b>	<b>R\$</b>	<b>761.395,65</b>

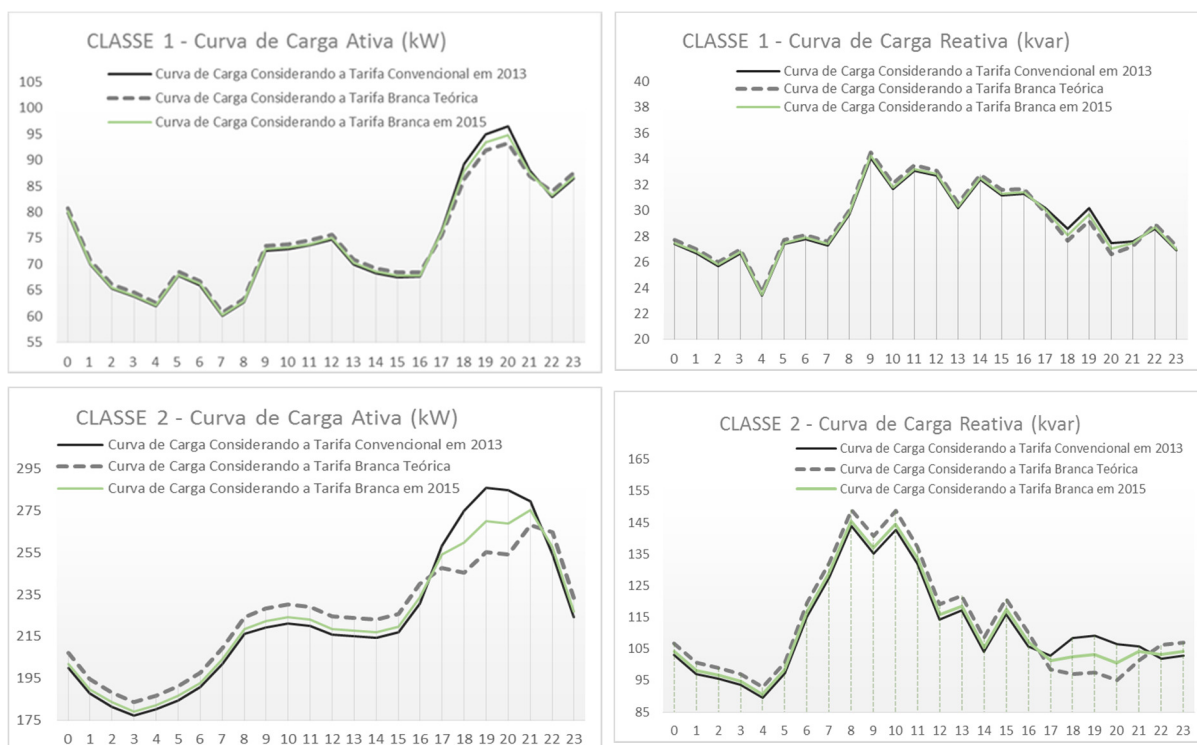
## VII.2.3 Simulação 3

Esta simulação tem por finalidade avaliar os impactos da tarifa branca utilizando como base o valor da tarifa convencional vigente e aplicando os conceitos de composição da tarifa branca descrito no capítulo II. Desta maneira, será considerado que para o período fora ponta, a tarifa aplicada será a metade do valor da tarifa convencional, para o período intermediário será aplicado 3 vezes o valor da tarifa branca fora ponta e para o período de ponta será aplicado 5 vezes este valor.

### VII.2.3.1 Análise das curvas de carga

Ainda mantendo os procedimentos descritos no item 3,4 do Capítulo VI, foi efetuada a alteração nas curvas de carga inicial de todas as classes de consumo que compõem o alimentador, levando em consideração a aplicação da tarifa teórica. Vale ressaltar que o procedimento para alteração das curvas foi o mesmo utilizado nas simulações anteriores e que as aplicações das alterações de comportamento da curva foram aplicadas unicamente sobre os dias úteis.

Na *Figura VII.29* pode-se analisar os impactos provocados pela mudança de comportamento nas curvas de consumos de cada classe frente aos valores das tarifas homologadas em 2015 e a tarifa teórica.



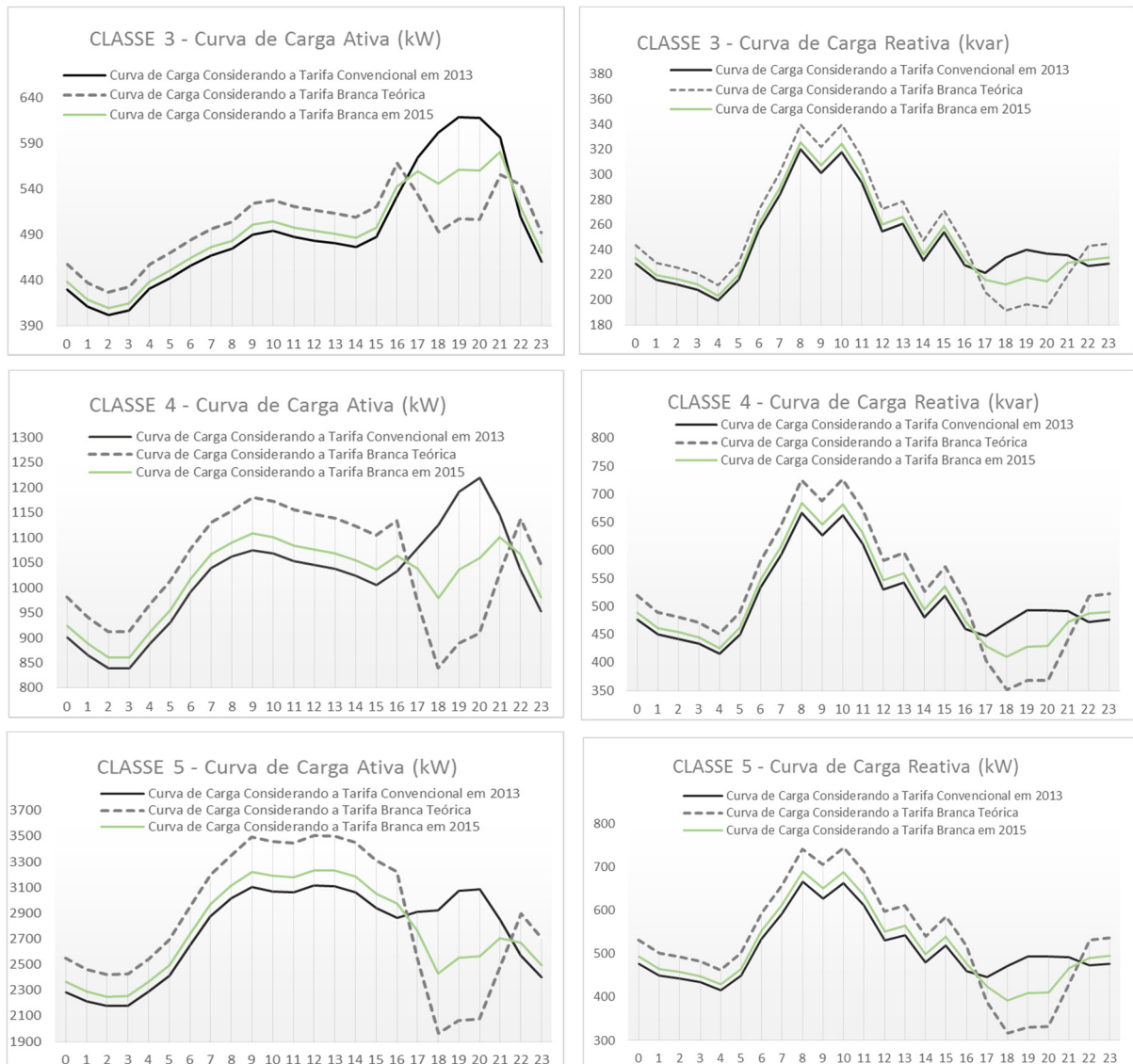


Figura VII.29 – Comparação entre as Curvas de Perfil de Consumo de cada Classe, antes e após a Aplicação do Processo de Elasticidade.

### VII.2.3.2 Análise do fluxo de potência

A exemplo da análise feita para as duas simulações anteriores, foram considerados os mesmos critérios de classificação de cenários e o mesmo escopo de análise, facilitando assim o processo de comparação entre as simulações.

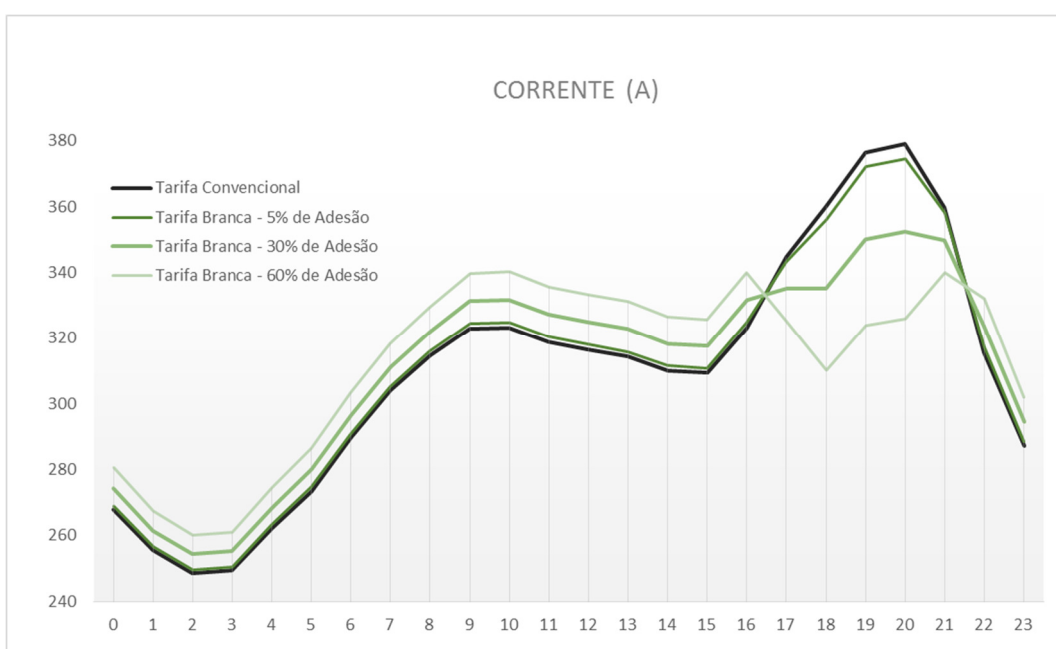
Para a aplicação da simulação foi considerado os impactos e a influência da tarifa branca teórica no comportamento do consumo das classes definidas nesta dissertação, a exemplo da situação inicial vista nas primeiras simulações.

O valor da máxima corrente verificada na saída da subestação foi 379,0 A ocorridos entre as 20h00min e 20h59min horas para a situação considerando a tarifa convencional.



Verificou-se que para o cenário 1 este valor foi reduzido para 374,0 A, representado uma redução aproximada de 5,0 A no pico do sistema. Como esperado, a redução foi mais acentuada para o cenário 2, atingindo 352,3 A, uma redução 26,7,0 A do pico comparada a situação inicial, no entanto, o pico máximo de redução foi atingido no cenário 3, com uma redução foi de 53,1 A em comparação a situação inicial, atingindo 325,9 A. Para este cenário a redução foi tão considerável que picos de demanda surgiram em outros horários, sendo o maior registrado as entre as 10h00min e 10h59min horas no valor de 240,1 A.

A *Figura VII.30* mostra o gráfico comparativo entre as correntes na saída da subestação registradas para as quatro situações.



*Figura VII.30 – Comparação entre as Correntes Registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa.*

Quando comparados os diferentes cenários entre si, ou seja, os cenários rodados com a tarifa homologada em 2015 e os cenários rodados com a tarifa teórica, tem-se os seguintes resultados:

- Cenário 01 – Para este cenário a diferença entre as correntes foi de 2,22 A a mais para a simulação no horário de carga máxima, ficando o resto do dia em torno de 1 A.
- Cenário 02 – Para o cenário 2 há um ganho de corrente para a tarifa teórica na ordem de 12,7 A no horário de pico. Na maior parte do dia esta diferença fica em torno de 5 A, situação comparável aos índices verificados para o cenário 3 para a tarifa homologada em 2015.

- Cenário 03 – Foi registrado para a simulação com a tarifa teórica um ganho de 25,3 A no horário de carga máxima quando comparado a tarifa homologada em 2015. Para o período fora ponta esta diferença fica em torno de 10,0 A.

A *Figura VII.31* mostra os gráficos comparativos de corrente na saída da subestação entre os cenários considerando a tarifa convencional homologada em 2015, a tarifa branca homologada em 2015 e a teórica.



*Figura VII.31 – Comparativo de Corrente entre os cenários considerando as tarifas branca e convencional homologadas em 2015 e a teórica.*

Analisando os três cenários para a variação da potência ativa com aplicação da tarifa teórica e comparando com os valores encontrados para a tarifa convencional, nota-se que as alterações ocorridas são as mesmas ocorridas no perfil de corrente. Os picos de potência ativa na saída da subestação também apresentaram uma variação considerável entre os cenários, onde na situação inicial o pico de 4,999 MW ocorria entre 20h00min e 20h59min horas, passou a registrar 4,942 MW para o cenário 1; 4,663 MW para o cenário 2 e 4,329 MW para o cenário 3. Para este último cenário, análogo ao ocorrido para o perfil de corrente, houve um deslocamento do pico de demanda para outros horários sendo o maior valor de 4,484 MW ocorridos entre 10h00min e 10h59min horas.

A *Figura VII.32* mostra um gráfico que faz a comparação do perfil diário da demanda de potência ativa na subestação, exigida do sistema.

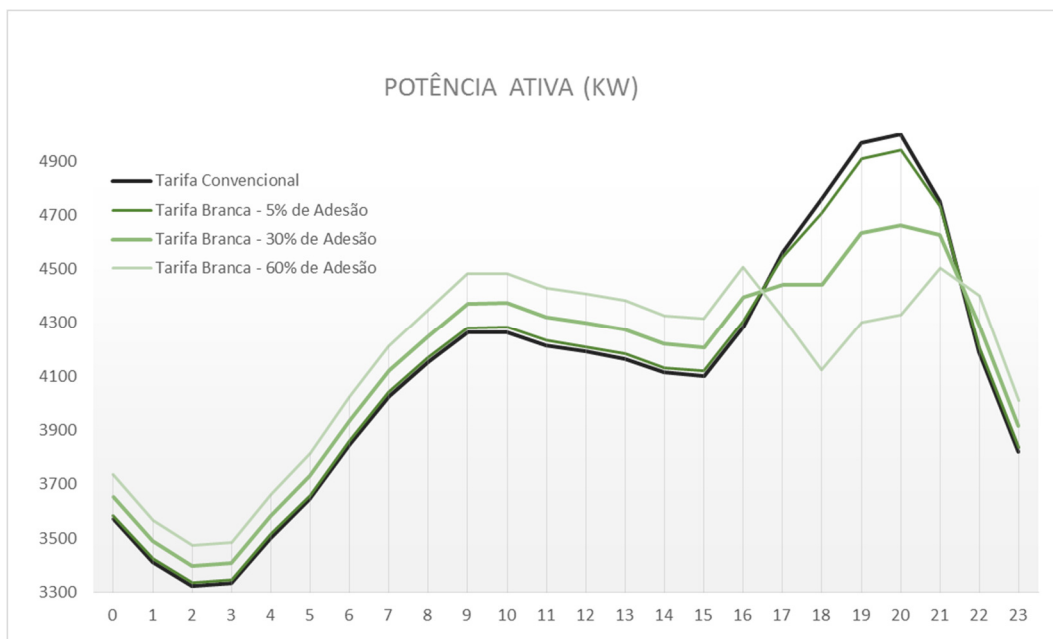


Figura VII.32 – Comparação entre as Potências Ativas demandas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa.

Quando comparados os diferentes cenários rodados com a tarifa branca homologada em 2015 e os cenários rodados com a tarifa branca teórica, tem-se os seguintes resultados:

- Cenário 01 – Para este cenário, a diferença entre as potências ativas no horário de carga máxima verificadas para a simulação considerando a tarifa teórica é superior em 27,7 kW, quando comparada com a tarifa homologada em 2015. Para as demais horas do dia, essa diferença fica em torno de 10,0 kW.
- Cenário 02 – No segundo cenário, para a simulação realista, os resultados correspondem a análise já feita para a corrente, onde, nota-se um ganho de potência ativa para a tarifa teórica, em comparação a de 2015. Esta diferença atinge o valor de 161,6 kW no horário de pico. Na maior parte do dia esta diferença fica em torno dos 60,0 kW.
- Cenário 03 – No cenário otimista verificou-se que para a simulação com a tarifa teórica há um ganho de 323,5 kW, no horário de carga máxima quando comparado a tarifa homologada em 2015. Para o período fora ponta esta diferença cai para aproximadamente 140,0 kW.

A Figura VII.33 mostra os gráficos comparativos de potência ativa entre os cenários considerando as tarifas branca teórica e a homologada em 2015.

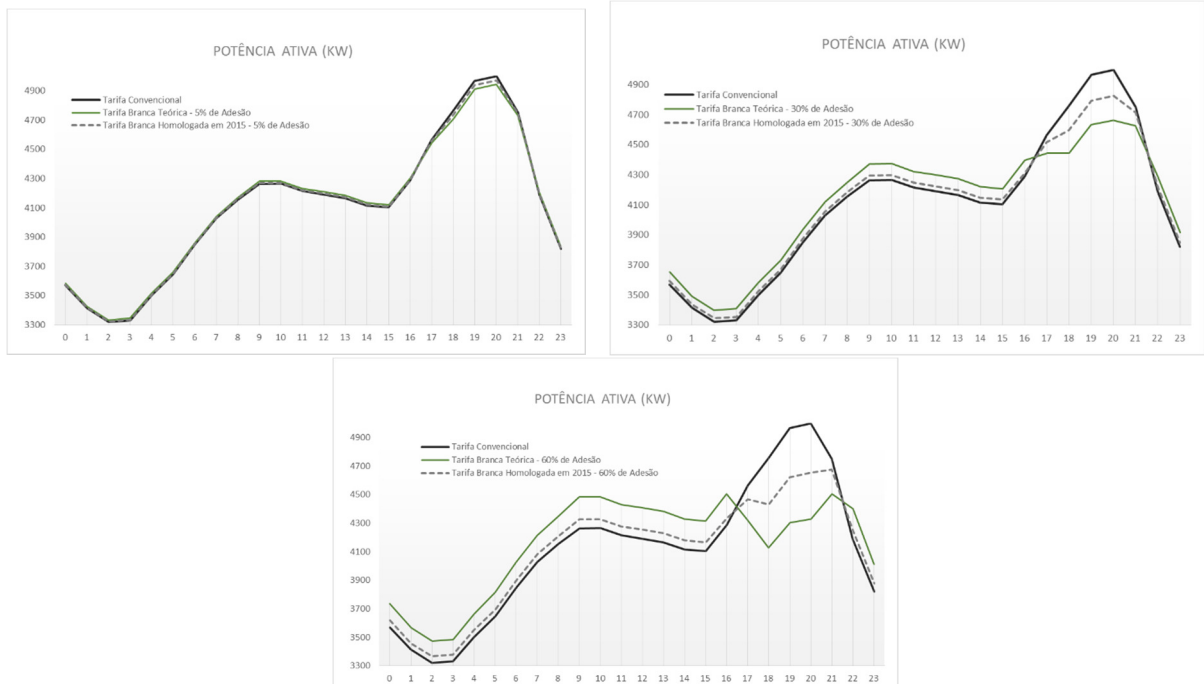


Figura VII.33 – Comparativo de Potência Ativa entre os cenários considerando as tarifas branca homologadas em 2013 e a Teórica.

Ao analisar a potência reativa para a situação inicial e para os cenários obtidos com a simulação da tarifa branca teórica, pode-se observar que os picos de demanda ocorrem em dois períodos distintos: sendo o primeiro entre 08h00min e 08h59min horas e o segundo, em valor um pouco maior que o primeiro, entre 10h00min e 10h59min horas. Na situação inicial esse valor atingia o patamar máximo de 2,747 Mvar no horário de maior pico, sendo reduzido para 2,739 Mvar no cenário 1; 2,702 Mvar no cenário 2 e 2,657 Mvar no cenário 3. No entanto, os maiores ganhos de redução ocorreram no horário de pico de energia do alimentador.

A Figura VII.34 traz o comparativo do perfil diário da demanda de potência reativa fornecido a subestação, na situação inicial e nos três cenários analisados.

Quando comparados os diferentes cenários rodados com a tarifa branca teórica e os cenários rodados com a tarifa branca homologada em 2015, tem-se os seguintes resultados:

- Cenário 01 – Para o primeiro cenário, verificou-se que a diferença entre as potências reativas representa uma redução de 10,3 kvar para a tarifa teórica em comparação a tarifa homologada em 2015. Esta diferença na redução só pode ser verificada no horário de carga máxima, ficando o resto do dia, em torno de 11,0 kvar.

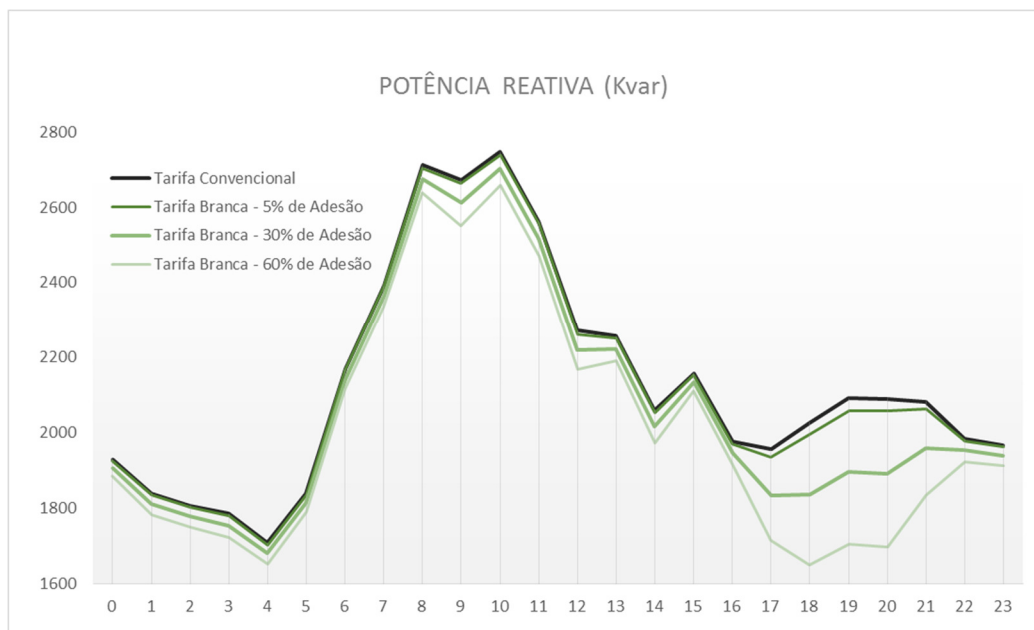


Figura VII.34 – Comparação entre as Potências Reativas demandadas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa.

- Cenário 02 – No cenário realista, nota-se uma redução um pouco mais acentuada que no primeiro cenário, onde para a tarifa teórica, a redução atinge o valor de 60,6 kvar no horário de pico, em comparação a de 2015. Na maior parte do dia esta diferença fica em torno dos 30,0 kvar, não apresentando uma redução expressiva.
- Cenário 03 – Para a simulação com a tarifa teórica, verificou-se uma redução da potência reativa demanda pelo sistema no valor de 119,4,0 kvar, ocorrida no horário de carga máxima, quando comparado com a tarifa homologada em 2015. Para o período fora ponta esta diferença cai para aproximadamente 60,0 kvar.

A Figura VII.35 traz os gráficos comparativos de potência reativa entre os cenários considerando as tarifas branca homologadas em 2015 e a teórica, para os dias úteis, sábados e domingos e feriados.

Considerando os três cenários com a tarifa teórica e a tarifa convencional homologada em 2015, foi analisado também a conformidade do sistema, onde na situação inicial foi registrado o valor mínimo de tensão de 0,9558 p.u. (13,190 kV), na barra #75, ocorridos entre 20h00min e 20h59min horas. Para este mesmo horário, verificou-se na simulação do cenário 1, um ligeiro aumento deste valor na ordem de 0,9561 p.u.(13,198 kV). Para o cenário 2, este valor aumenta para 0,9591 p.u. (13,235 kV) atingindo no cenário 3 o valor de

0,9624 p.u. (13,281 kV). Para estas análises foram mantidas as mesmas condições na barra da subestação utilizadas para a simulação inicial.



Figura VII.35 – Comparativo de Potência Ativa entre os cenários considerando as tarifas branca homologadas em 2015 e a Teórica

Já para o máximo valor de tensão encontrado na barra #75, o ganho provocado pela redistribuição de carga não produziu alteração significativa no valor de tensão sendo o maior ganho ocorrido nos horários de pico do sistema. A Figura VII.36 mostra a comparação do perfil de tensão nesta barra para as situações descritas.

Quando comparado o ganho de tensão obtidos frente os diferentes cenários rodados com a tarifa branca teórica e os rodados com a tarifa branca homologada em 2015, tem-se os seguintes resultados:

- Cenário 01 – Para o primeiro cenário, verificou-se que a diferença entre as tensões na barra #75, quando comparados os impactos produzidos pela tarifa teórica e a homologada em 2015, não possuem nenhuma representatividade na melhoria do perfil de tensão, sendo o ganho máximo de 4,1 V no horário de carga máxima, entre as 20h00min e 20h59min horas.
- Cenário 02 – No cenário 2, o perfil de tensão ainda apresenta uma diferença pouco atraente quando comparados os efeitos provocadas pelas tarifas teórica e a homologada em 2015, atingindo o valor de 17,9 V no horário de pico.

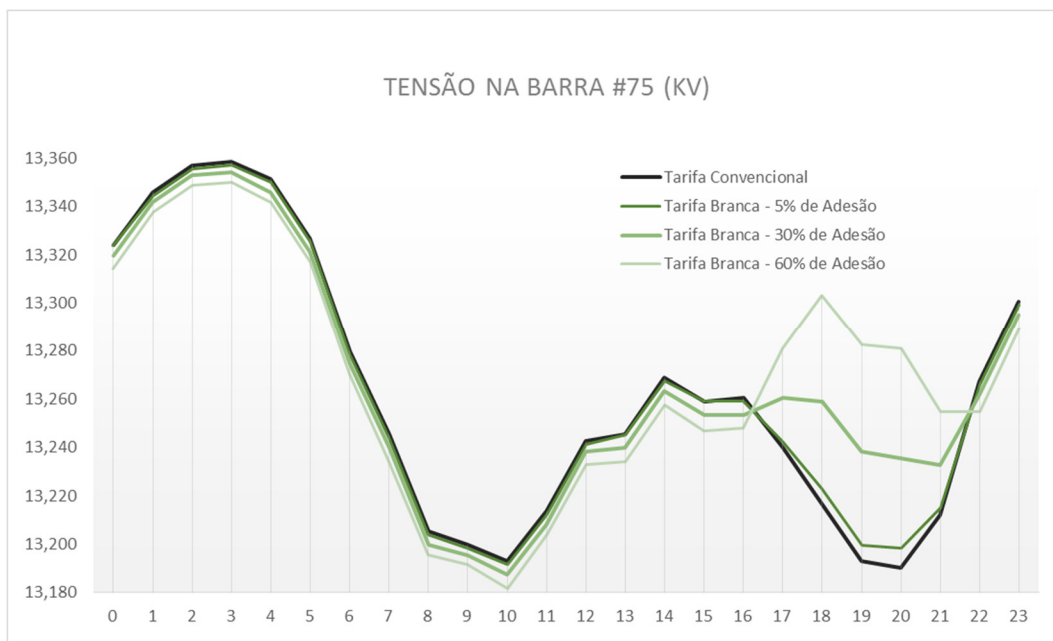


Figura VII.36 – Comparação entre as Máximas Quedas de Tensão verificadas na Barra #75 do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa.

- Cenário 03 – Para a simulação com a tarifa teórica, houve uma melhora no perfil de tensão na barra #75, no entanto sem muita representatividade. O maior ganho registrado foi de 37,2 V no horário de carga máxima, entre as 20h00min e 20h59min horas.

A Figura VII.37 mostra o gráfico comparativo de tensão na barra #75, entre os cenários, considerando as tarifas branca teórica e homologada em 2015.

Para a análise dos cenários utilizando a tarifa branca teórica em comparação com a tarifa convencional homologada em 2015, nota-se que o perfil horários das perdas ativas e reativas verificadas na saída da subestação também apresentaram uma redução dos seus montantes, principalmente nos horários de ponta. A Figura VII.38 e Figura VII.39 trazem os gráficos demonstrando um comparativo entre o perfil de perdas acumuladas hora à hora no sistema.

Quando comparada a redução das perdas obtida frente os diferentes cenários rodados com a tarifa branca teórica e os rodados com a tarifa homologada em 2015, tem-se os seguintes resultados:

- Cenário 01 – Para este primeiro cenário, a diferença entre a redução encontrada para a simulação considerando os impactos provocados pela tarifa branca teórica, e a homologada em 2015, é muito pequeno, atingindo uma

redução máxima de aproximadamente 1,4 kW e 1,7 Kvar para o período entre as 20h00min e 20h59min horas.

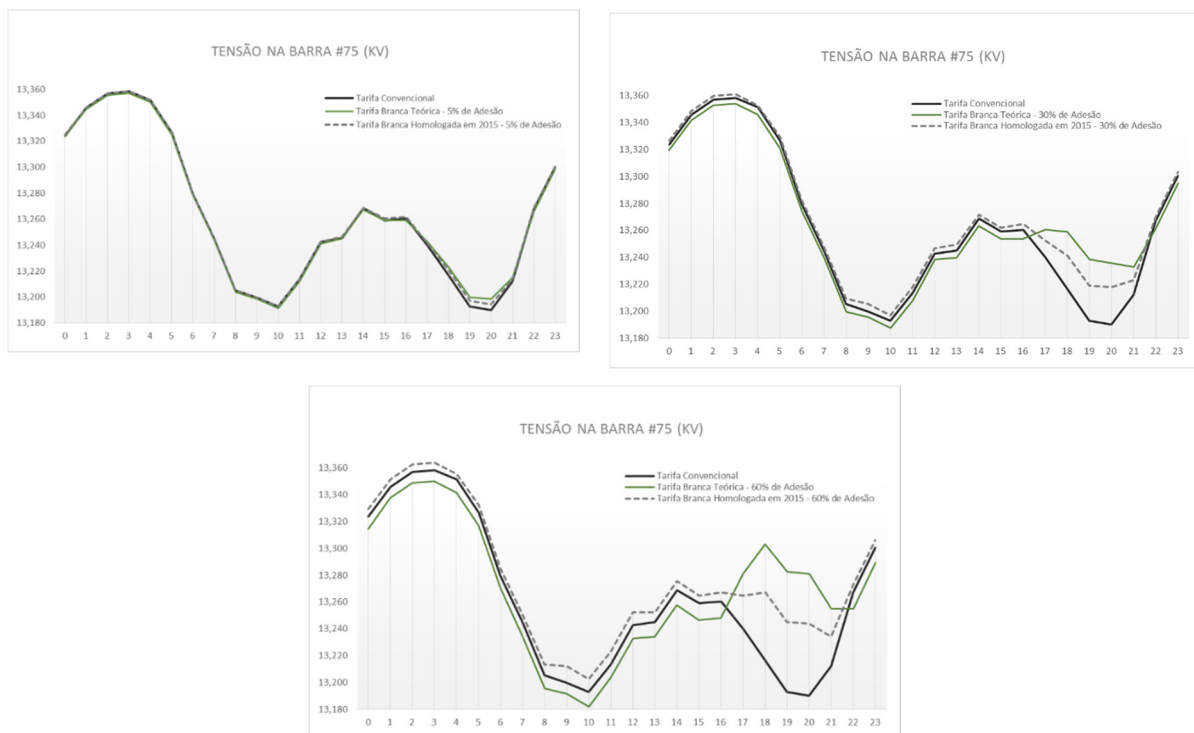


Figura VII.37 – Comparativo da Queda de Tensão verificada hora à hora na barra #75, entre os cenários considerando as tarifas branca homologadas em 2015 ea Teórica

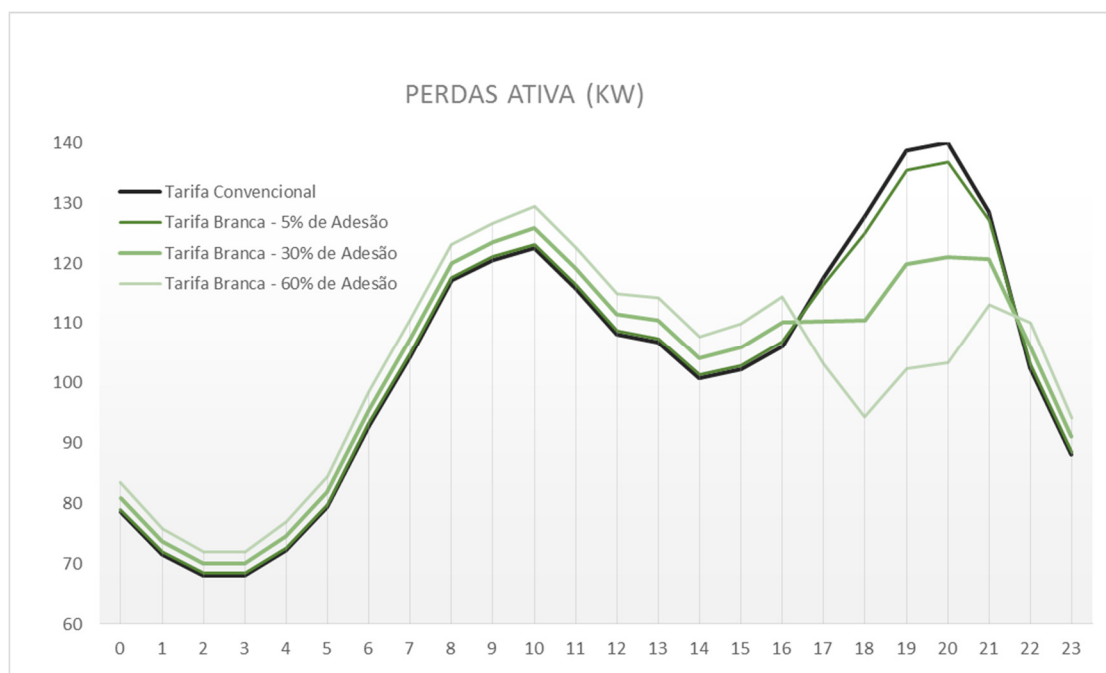


Figura VII.38 – Comparação entre as Perdas Ativas registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa



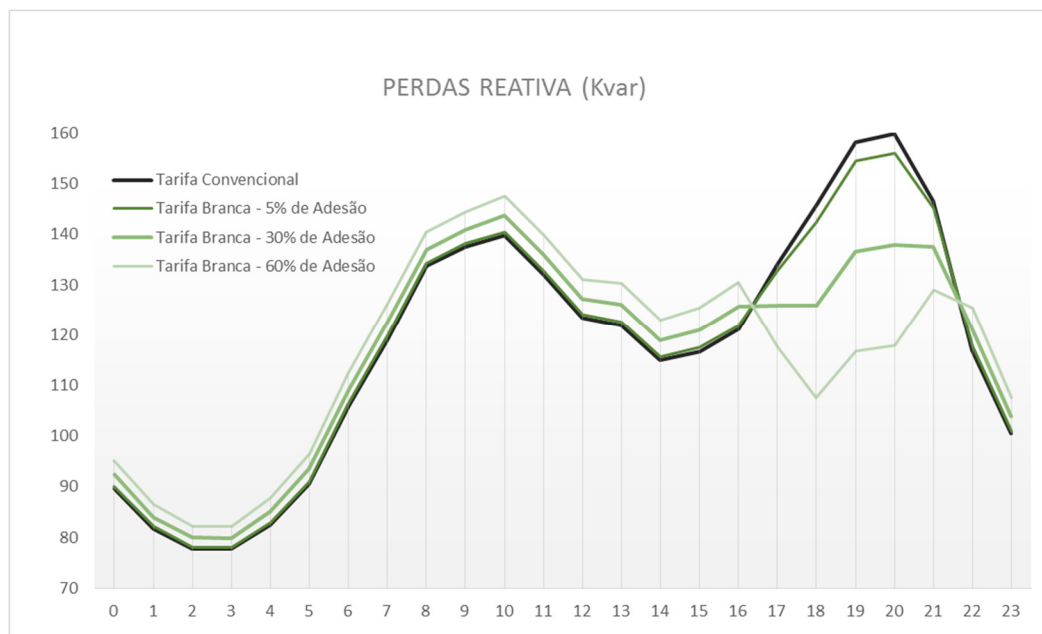


Figura VII.39 – Comparação entre as Perdas Reativas registradas na Saída do Alimentador levando em consideração os Cenários de Adesão ao Programa

- Cenário 02 – No cenário considerado realista, a redução do valor total de perda ainda apresenta uma diferença pouco atraente quando comparados os efeitos provocadas pelas tarifas branca teórica e a homologada em 2015, em torno de 8,4 kW e 9,6 kvar no horário de pico.
- Cenário 03 – Para a simulação com a tarifa teórica, os valores de perdas apresentam uma diferença de na redução de 15,8 kW e 18,0 kvar quando comparado com simulação feita para a tarifa homologada em 2015, no entanto estes valores não apresentam muita representatividade no montante total.

A Figura VII.40 e Figura VII.41 mostram os gráficos comparativos de potência ativa e reativa entre os cenários considerando as tarifas branca homologadas em 2013 e em 2015.

### VII.2.3.3 Análise econômica

Com base nas novas curvas de consumo obtidas com aplicação da elasticidade, desta vez considerando as tarifas teóricas, foi efetuada uma análise da tarifa considerando o impacto na conta de cada consumidor por classe de consumo.

A exemplo do que foi feito para as duas primeiras simulações, a Tabela VII.8 mostra a diferença encontrada entre os valores que seriam pagos pelos consumidores, considerando somente energia e tarifa. Na primeira coluna são os valores referente ao custo para o

consumidor considerando a tarifa convencional e a segunda considerando a nova tarifa da energia.

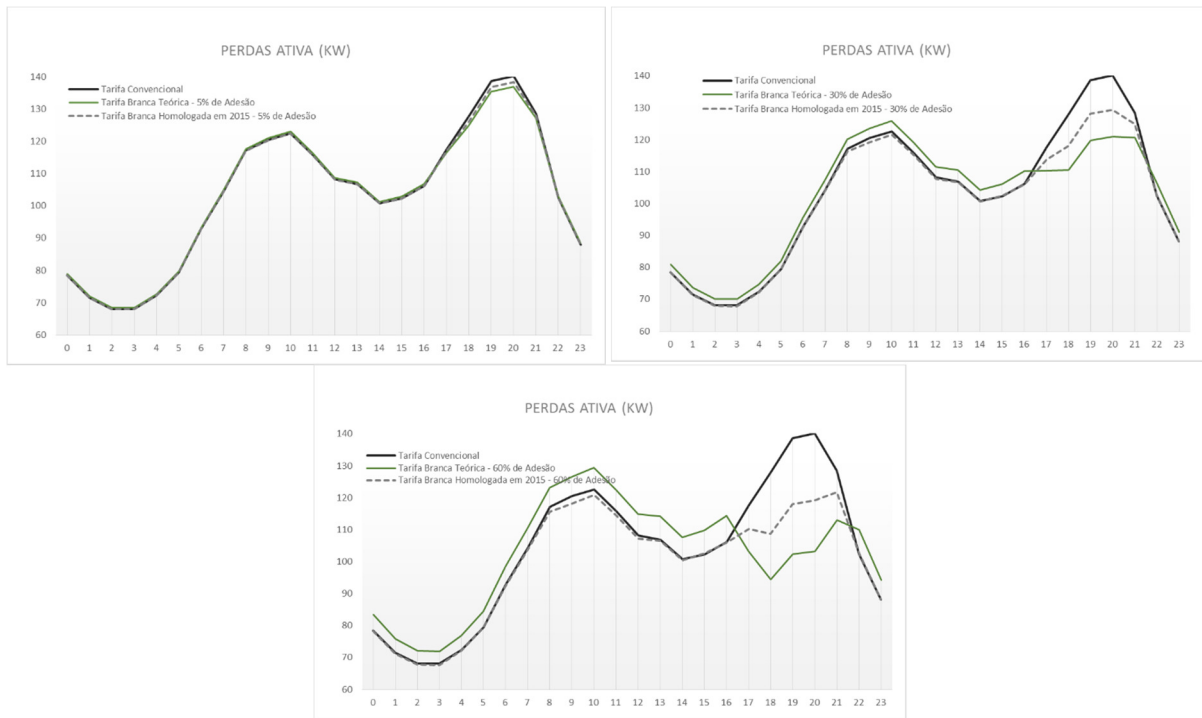


Figura VII.40 – Comparativo de Potência Ativa entre os Cenários considerando as Tarifas Branca Homologadas em 2015 e a Teórica.



Figura VII.41 – Comparativo de Potência Reativa entre os Cenários considerando as Tarifas Branca Homologadas em 2015 e a teórica.

Nota-se que para a análise com a tarifa teórica, a tarifa branca passa a ser economicamente mais rentável para todas as classes de consumo, diferente do visto nas simulações anteriores, onde somente classes com alto consumo eram beneficiadas.

*Tabela VII.8 - Comparação da Receita paga Individualmente por cada Classe de consumo considerando a Tarifa Convencional e a Tarifa Teórica*

RECEITA UNITARIA POR CLASSE		
CLASSES	TARIFA CONVENCIONAL	TARIFA BRANCA
<b>Classe 1</b>	R\$ 33,55	R\$ 26,33
<b>Classe 2</b>	R\$ 102,50	R\$ 78,86
<b>Classe 3</b>	R\$ 228,30	R\$ 170,55
<b>Classe 4</b>	R\$ 466,26	R\$ 335,10
<b>Classe 5</b>	R\$ 1.240,70	R\$ 867,86

Ainda a exemplo do que foi feito nas primeiras simulações, foi efetuada uma análise da receita base mensal do alimentador considerando o mesmo critério utilizado para a análise feita na situação atual e também considerando os três cenários propostos: pessimista, realista e otimista

A Tabela VII.9 representa a comparação da receita total para as quatro situações.

*Tabela VII.99 - Comparação da Receita Total da Distribuidora considerando cada cenário estudado*

RECEITA COMPARATIVA MENSAL				
CLASSES	TARIFA CONVENCIONAL	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2	CENÁRIO 3
<b>Classe 1</b>	R\$ 25.763,35	R\$ 25.489,04	R\$ 24.103,04	R\$ 22.435,51
<b>Classe 2</b>	R\$ 188.190,81	R\$ 186.015,46	R\$ 175.162,35	R\$ 162.133,89
<b>Classe 3</b>	R\$ 749.062,50	R\$ 739.590,39	R\$ 692.229,84	R\$ 635.339,43
<b>Classe 4</b>	R\$ 531.540,94	R\$ 524.064,37	R\$ 486.681,56	R\$ 441.822,19
<b>Classe 5</b>	R\$ 339.953,07	R\$ 334.733,23	R\$ 309.379,73	R\$ 278.806,39
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 1.834.510,67</b>	<b>R\$ 1.809.892,50</b>	<b>R\$ 1.687.556,53</b>	<b>R\$ 1.540.537,42</b>

Nota-se que ainda que para o prior caso de redução de receita, visto no cenário otimista 3, e considerando as premissas adotadas nesta dissertação, a redução da receita e da ordem de 16%. Efetuando a mesma análise feita para a simulação 1, onde foram considerados na composição do sistema da distribuidora 100 alimentadores, que na média representam o sistema teste, isso proporcionaria uma redução mensal de aproximadamente R\$ 29.397.000,00 frente a uma receita global mensal de R\$ 183.451.000,00. Para o cenário

realista adotado a redução desta receita base mensal seria aproximadamente a metade, R\$14.695.000,00.

A *Tabela VII.10* detalha a participação das tarifas branca e convencional na composição destes valores.

*Tabela VII.10 - Comparação da Receita Total da Distribuidora discriminando a participação de cada processo de tarificação e considerando cada cenário estudo.*

RECEITA MENSAL						
CLASSES	CENARIO 1 - 5%DE ADESÃO		CENARIO 1 - 30%DE ADESÃO		CENARIO 1 - 60%DE ADESÃO	
	PARTE CONVENCIONAL	PARTE BRANCA	PARTE CONVENCIONAL	PARTE BRANCA	PARTE CONVENCIONAL	PARTE BRANCA
<b>Classe 1</b>	R\$ 24.488,60	R\$ 1.000,44	R\$ 18.047,77	R\$ 6.055,28	R\$ 10.298,63	R\$ 12.136,88
<b>Classe 2</b>	R\$ 178.760,77	R\$ 7.254,69	R\$ 131.713,07	R\$ 43.449,28	R\$ 75.235,33	R\$ 86.898,57
<b>Classe 3</b>	R\$ 711.620,79	R\$ 27.969,60	R\$ 524.412,24	R\$ 167.817,60	R\$ 299.533,68	R\$ 335.805,75
<b>Classe 4</b>	R\$ 504.963,89	R\$ 19.100,48	R\$ 372.078,65	R\$ 114.602,91	R\$ 212.616,37	R\$ 229.205,82
<b>Classe 5</b>	R\$ 322.583,20	R\$ 12.150,03	R\$ 238.215,29	R\$ 71.164,44	R\$ 136.477,51	R\$ 142.328,88
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 1.742.417,26</b>	<b>R\$ 67.475,24</b>	<b>R\$ 1.284.467,02</b>	<b>R\$ 403.089,51</b>	<b>R\$ 734.161,52</b>	<b>R\$ 806.375,90</b>

## VII.3 Situação com Aplicação da Geração Distribuída

Esta situação foi simulada a fim de avaliar os impactos físicos e financeiros para a concessionária de distribuição e seus consumidores finais quando da inclusão de um grupo de geração distribuída no sistema.

### VII.3.1 Simulação

Esta simulação tem por finalidade avaliar os impactos da inserção de um grupo de geração distribuída fotovoltaica no sistema teste de forma a atender a um conjunto de 23 consumidores da classe 5 conectados a barra #43. Conforme descrito Capítulo VI, desta dissertação, estes consumidores representam um pequeno centro comercial da região, sendo todos atendidos em baixa tensão.

A ideia é aplicar a microgeração fotovoltaica de forma suprir o consumo total deste grupo. Desta forma, a simulação foi feita considerando a instalação de um grupo gerador e seus impactos no sistema como um todo.

Na simulação, a geração própria do grupo gerador foi aplicada em quatro cenários: com geração a 30%, 50%, 70% e 100% de aproveitamento solar. Desta forma, a microgeração poderá vir a fornecer energia à rede da distribuidora em alguns horários.

### VII.3.1.1 Análise das curvas de carga

Para a simulação proposta, foi utilizada como base a curva de geração padrão apresentada no Capítulo VI. Para se obter uma análise mais ampla, foram efetuadas variações nesta curva de forma a representar um aproveitamento da incidência solar em quatro cenários distintos. Para o primeiro cenário foi considerado um aproveitamento de 30% do sistema de geração, refletindo uma situação de baixa incidência solar. Para o segundo cenário, considerou-se uma incidência mediana, representando o uso de 50% da capacidade do sistema gerador. Para a situação de alta incidência solar, foi considerado 70% da capacidade geração do sistema montado. E por último, foi feita a simulação considerando um uso pleno do sistema de geração, com 100% de aproveitamento da incidência.

Desta forma, pode-se avaliar o desempenho do sistema gerador frente a variação da incidência solar e seu aproveitamento. A *Figura VII.42* mostra a representação desta curva e suas variações.

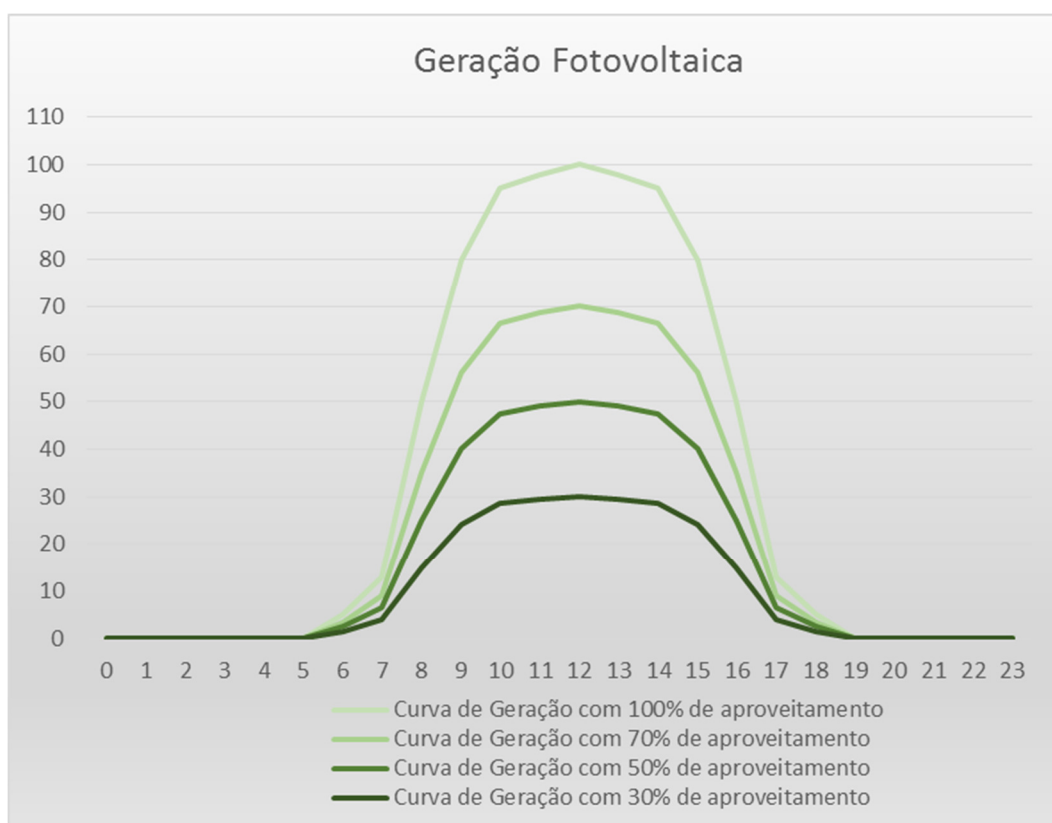
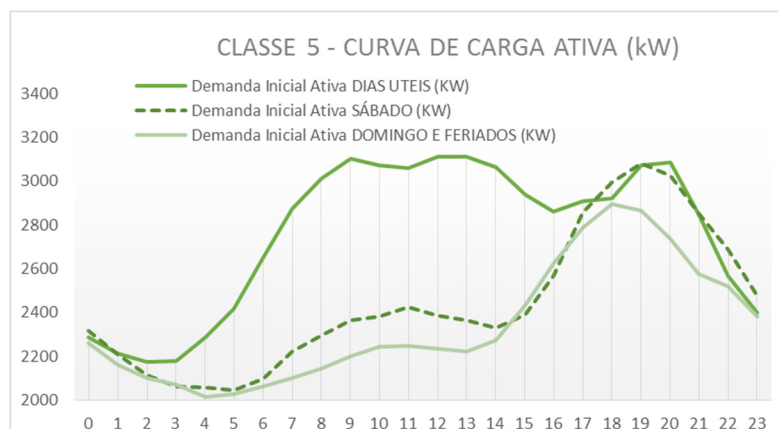


Figura VII.42 – Curva de Desempenho do Sistema Gerador frente a Variação da Incidência Solar e seu Aproveitamento.

Conforme visto no Capítulo VI, a curva de carga dos consumidores classificados como classe tipo 5, tem uma representatividade grande nos períodos de 07h00min as 21h00min,

devido a suas características de cunhos comerciais e residenciais. A *Figura VII.43* mostra o gráfico referente a este perfil considerando sua carga para os dias úteis, sábados e domingos e feriados.



*Figura VII.43 – Curva de carga do Consumidor Classe 5 para os Dias Úteis, Sábados e Domingos e Feriados.*

Ao se aplicar as influências da curva de geração de cada índice de aproveitamento estudado diretamente no perfil de carga de cada unidade consumidora, se obtém uma variação da carga.

A *Figura VII.44* mostra os resultados do impacto da geração na curva de carga do consumidor classe 5.

Como pode-se observar a maior parte do tempo o grupo gerador irá fornecer energia para o sistema.

Está disponível no Apêndice II, os gráficos individualizados onde pode ser visto o impacto da geração nas curvas de carga de forma individualizadas.

### **VII.3.1.2 Análise do fluxo de potência**

Antes do início do processo de análise de impacto da tarifação dinâmica, foi realizado o cálculo de fluxo de potência para o caso base, ou seja, a situação inicial. A análise dos resultados pode ser vista no Item 1.1.2 deste Capítulo VII. Será com base nesta análise inicial que serão efetuados os estudos de comparação entre os cenários propostos para Geração Distribuída. Não será feita nesta dissertação uma análise dos impactos considerando a Geração Distribuída e a Tarifa Branca simultaneamente.

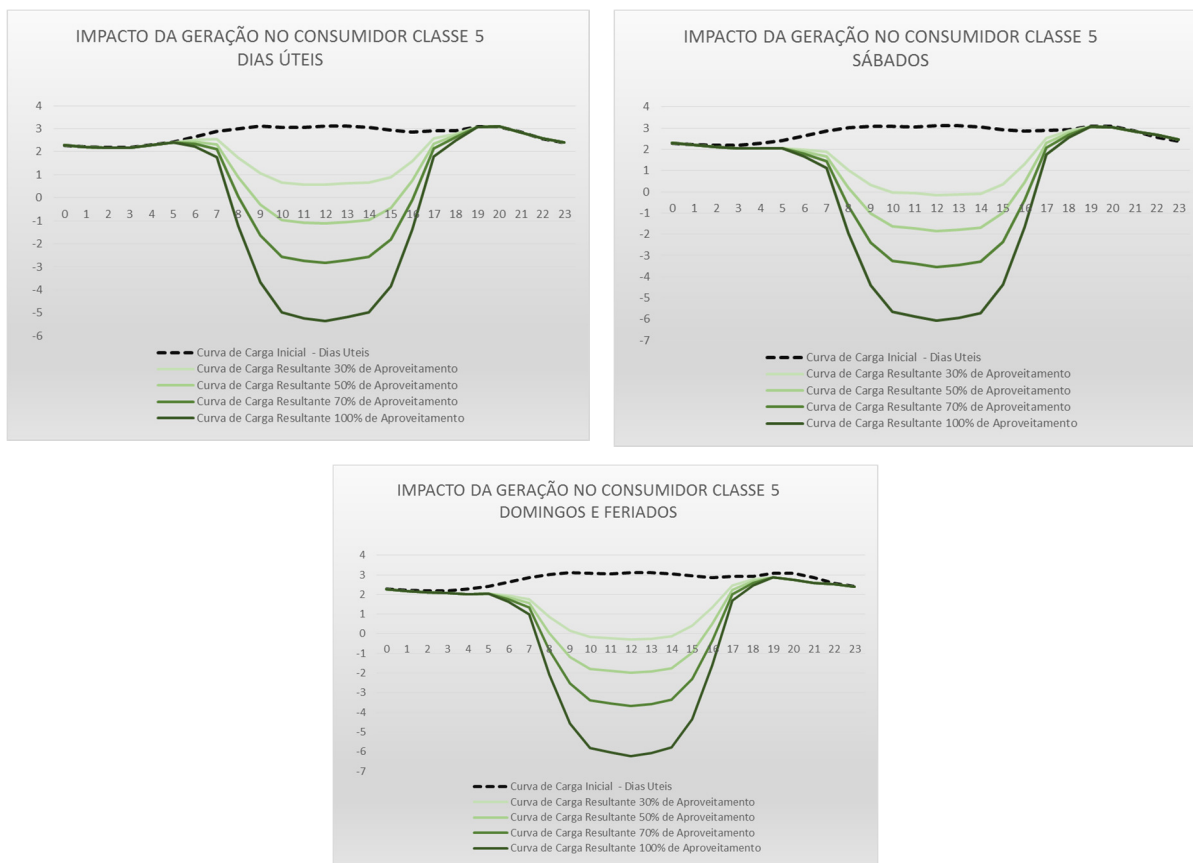


Figura VII.44 – Impactos dos Cenários de Geração na Curva de Carga do Consumidor Classe 5.

A exemplo dos estudos feitos para as simulações com a aplicação da Tarifa Branca, analisou-se de forma discriminadas os quatro cenários propostos sob o mesmo perfil de escopo, considerando fatores como perfil de corrente, potências ativas e reativas, perdas ativas e reativa e tensão no ponto mais crítico do sistema.

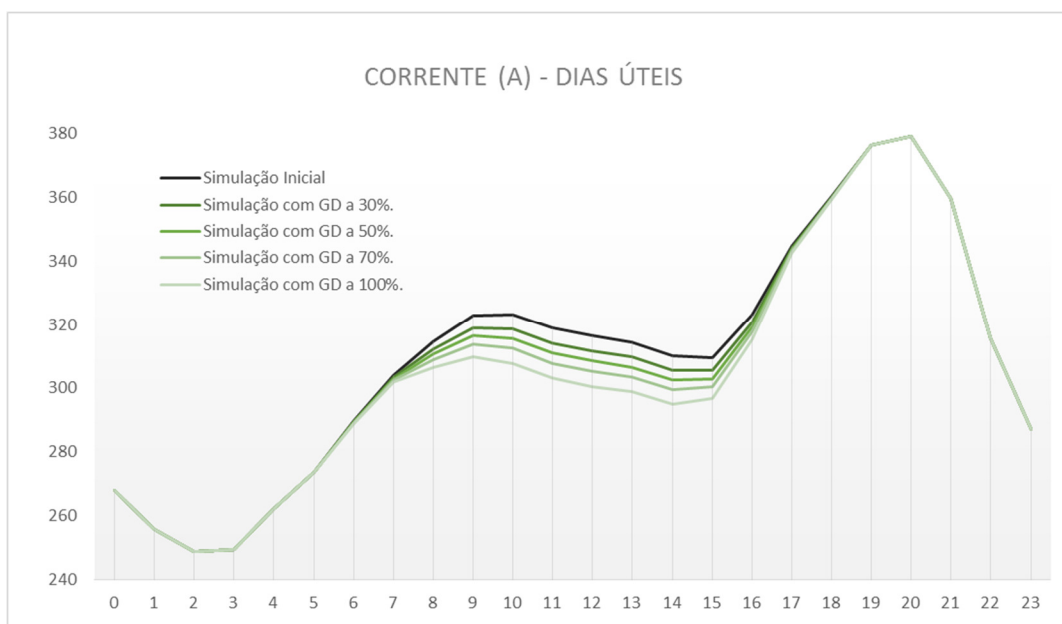
Como visto nas simulações anteriores, o valor da máxima corrente verificada para os dias úteis na situação inicial, na saída da subestação, foi 379,0 A, ocorridos entre as 20h00min e 20h59min horas. Com aplicação de uma GD baseada em energia solar fotovoltaica, foi esperado que este valor não sofresse nenhum impacto, visto que a atuação desta geração se concentra entre as 05h00min e 19h00min horas, e tem seu valor máximo atingido as 12h00min horas.

Desta forma, as simulações feitas foram analisadas considerando como marco a máxima contribuição da GD, ocorrida as 12h00min horas para a situação inicial e para os quatros cenários propostos.

Verificou-se que para este horário, na situação inicial, a máxima corrente solicitada na saída da subestação, foi 316,5 A. Para o cenário 1, com 30% de aproveitamento da radiação solar, este valor foi reduzido para 311,7 A, representando uma redução

aproximada de 5,0 A no pico de geração. Como esperado, a redução foi mais acentuada para o cenário 2 com 50% de aproveitamento da radiação solar, atingindo 308,5 A, uma redução 8,0 A do horário do pico da geração quando comparada a situação inicial. Este valor aumenta para 11,2 A no terceiro cenário, com 70% de aproveitamento da radiação solar, onde a corrente atinge o valor de 305,3 A. No entanto, o pico máximo de redução foi atingido no cenário 4 com 100% de aproveitamento da radiação solar, com uma redução de 16,0 A em comparação a situação inicial, atingindo 300,5 A.

Esta variação pode ser verificada graficamente na *Figura VII.45*.



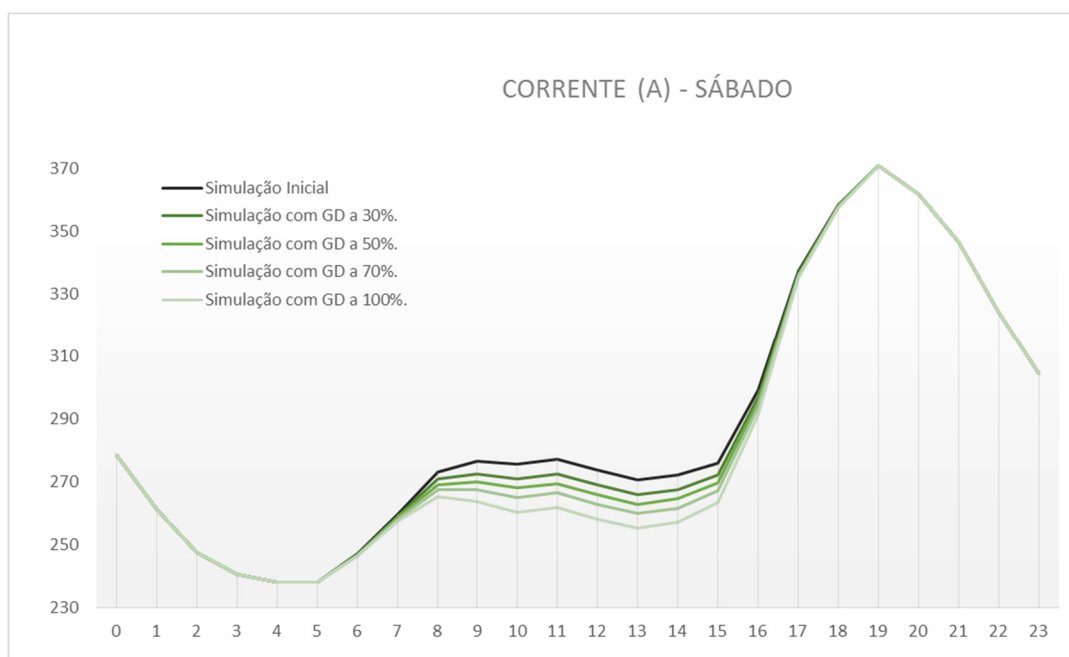
*Figura VII.45 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Corrente do Alimentador para os Dias Úteis.*

Para os sábados, o valor da máxima corrente verificada na saída da subestação para a situação inicial foi 370,57 A, ocorridos também entre as 19h00min e 19h59min horas. No horário onde ocorrerá a máxima geração, entre 12h00min e 12h59min horas, foi registrada uma corrente de 273,7 A.

Para o cenário 1 com 30% de aproveitamento da radiação solar, este valor foi reduzido de 273,7 A para 268,9 A, representado uma redução de 4,7 A no pico de geração. A redução foi mais acentuada para o cenário 2, onde com 50% de aproveitamento da radiação solar, foi atingindo o valor de 265,8 A, uma redução de 7,9 A. Este valor aumenta para 11,0 A no terceiro cenário com 70% de aproveitamento da radiação solar, onde a corrente atinge o valor de 262,6 A. No entanto, o pico máximo de redução foi atingido no cenário 4 com 100% de aproveitamento da radiação solar, com uma redução de 15,7 A em comparação a situação inicial, atingindo 257,9 A.



Esta variação pode ser verificada graficamente na *Figura VII.46*.



*Figura VII.46 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Corrente do Alimentador para os Sábados*

Em análise similar para os domingos e feriados, foi obtido como valor da máxima corrente verificada na saída da subestação para a situação inicial, o montante de 365,5 A, ocorridos entre as 19h00min e 19h59min horas. No horário onde ocorrerá a máxima geração, entre 12h00min e 12h59min horas, foi registrada uma corrente de 268,5 A.

Para o cenário 1 com 30% de aproveitamento da radiação solar, este valor foi reduzido de 268,5 A para 263,8 A, representado uma redução de 4,7 A no pico de geração. A redução foi mais acentuada para o cenário 2, onde com 50% de aproveitamento da radiação solar, foi atingindo o valor de 260,7 A, uma redução de 7,8 A. Este valor aumenta para 11,0 A no terceiro cenário com 70% de aproveitamento da radiação solar, onde a corrente atinge o valor de 257,5 A. No entanto, o pico máximo de redução foi atingido no cenário 4 com 100% de aproveitamento da radiação solar, com uma redução de 15,7 A em comparação a situação inicial, atingindo 252,8 A.

A *Figura VII.47* apresenta um gráfico comparativo entre as correntes registradas para as quatro situações.

Analisando os cenários para a variação da potência ativa, verificou-se que na situação inicial o valor da máxima potência ativa ocorre entre 20h00min e 20h59min horas,

registrando o valor de 4,999 MW. Para o horário onde a geração é máxima, este valor foi de 4,191 MW.

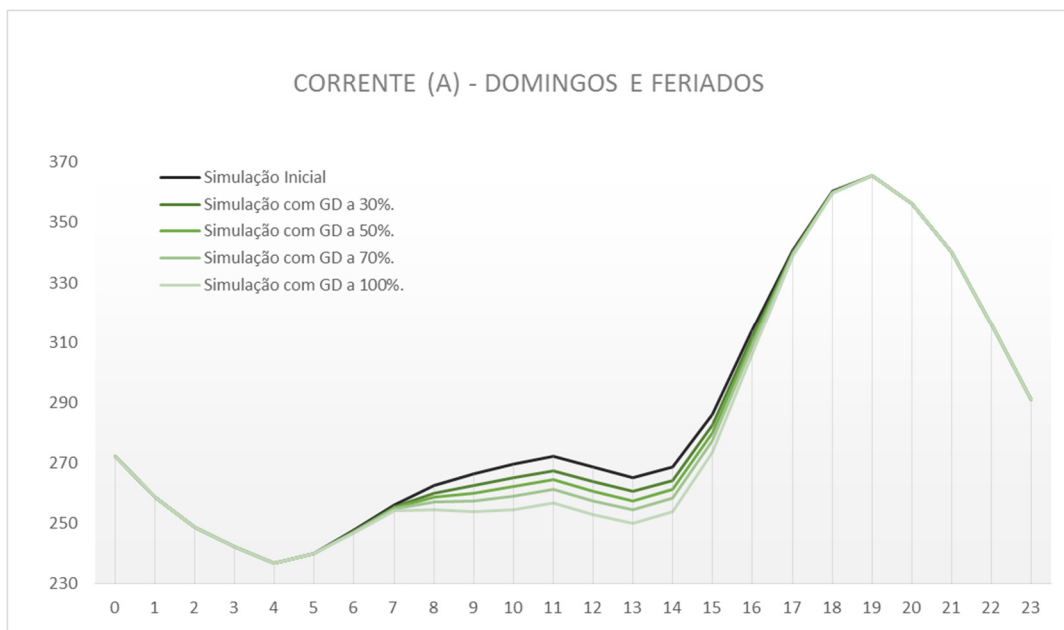


Figura VII.47 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Corrente do Alimentador para os Domingos.

Analisando o primeiro cenário onde foi considerada uma geração de 30% da capacidade total, foi registrado o valor de 4,130 MW. Para o segundo cenário, com aproveitamento de 50 % da capacidade instalada, o valor foi de 4,089 MW. Este valor atingiu 4,048 MW no terceiro cenário onde foi simulado um aproveitamento 70% da geração. Para o último cenário, com um aproveitamento máximo e total da instalação, o valor atinge 3,986 MW.

A Figura VII.48 apresenta um gráfico que faz a comparação do perfil diário da demanda de potência ativa exigida do sistema na subestação, para cada cenário.

Para os sábados, análogo ao ocorrido para corrente, o valor da máxima potência ativa verificada na saída da subestação para a situação inicial foi 4,894 MW, ocorridos também entre as 19h00min e 19h59min horas. No horário onde ocorrera a máxima geração, entre 12h00min e 12h59min horas, foi registrada um montante de potência ativa solicitada a subestação no valor de 3,644 MW.

Para o cenário 1 com 30% de aproveitamento da radiação solar, este valor foi reduzido de 3,644 MW para 3,583 MW. A redução foi mais acentuada para o cenário 2, onde com 50% de aproveitamento da radiação solar, foi atingindo o valor de 3,542 MW. Este valor

desta redução aumenta para 3,501 MW no terceiro cenário com 70% de aproveitamento da radiação solar. No entanto, o pico máximo de redução foi atingido no cenário 4 com 100% de aproveitamento da radiação solar, atingindo o montante de 3,440 MW.

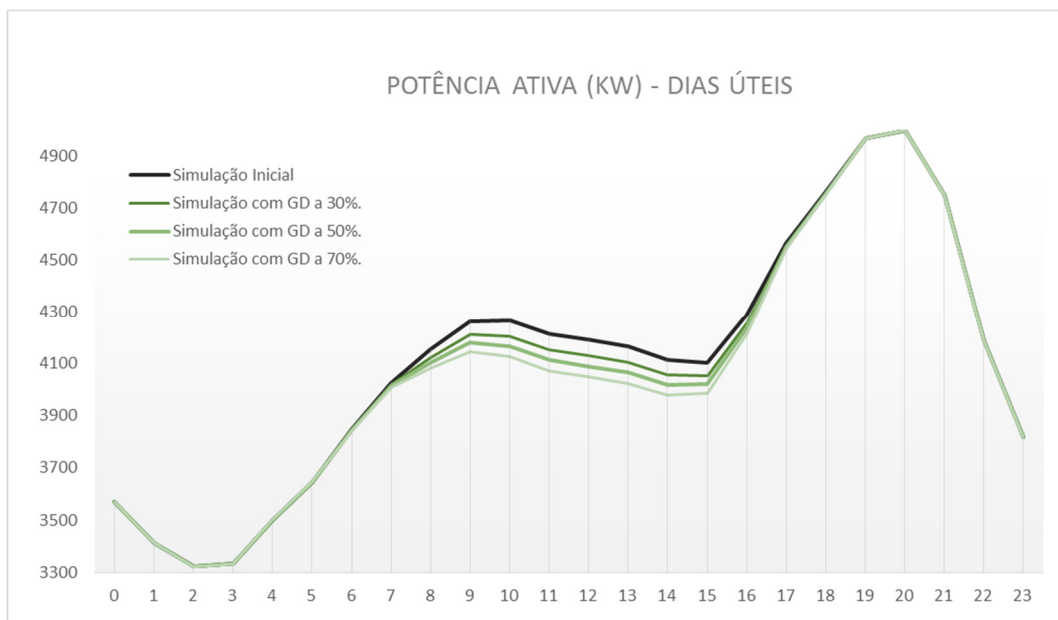


Figura VII.48 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Potência Ativa do Alimentador para os Dias Úteis.

A Figura VII.49 mostra o gráfico comparativo entre as correntes registradas para as quatro situações.

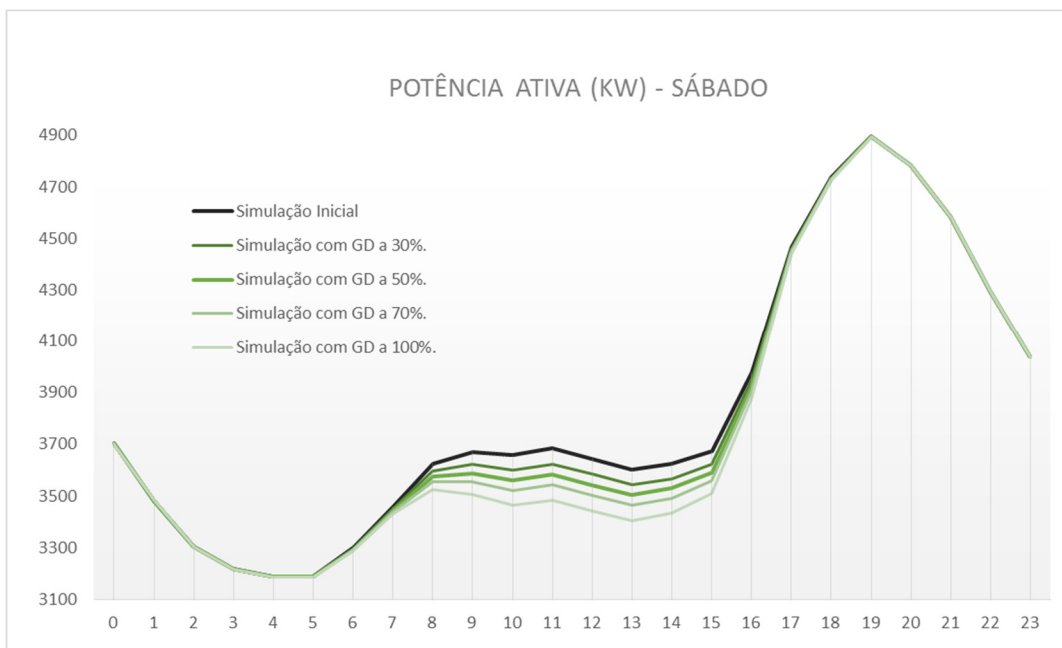
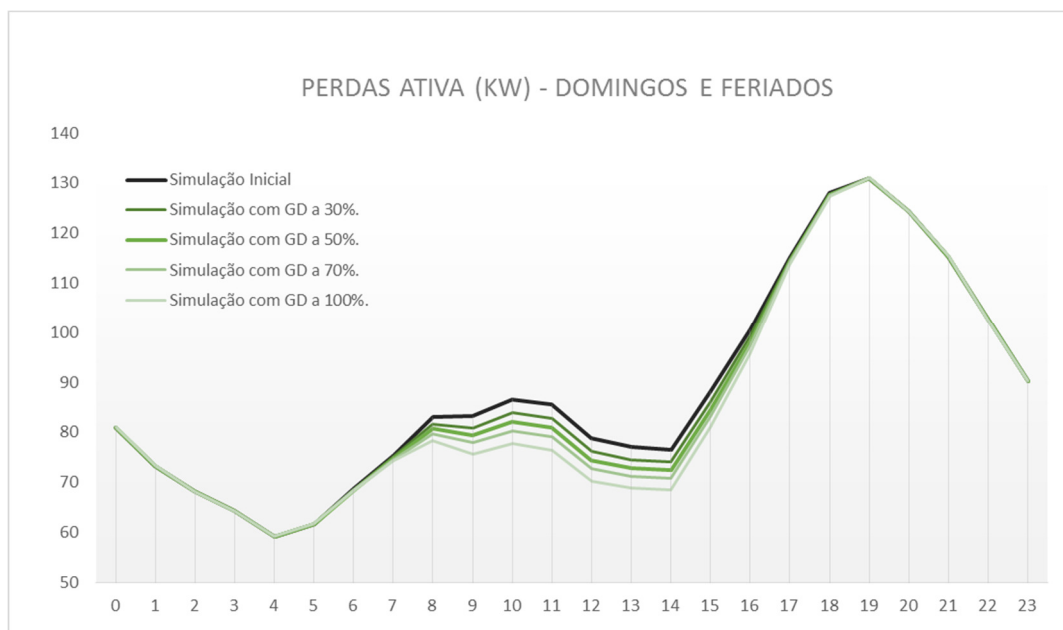


Figura VII.49 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Potência Ativa do Alimentador para os Sábados.

Analisando os cenários para os dias úteis e feriados, a variação da potência ativa, verificou-se que na situação inicial o valor da máxima potência ativa ocorre entre 19h00min e 19h59min horas, registrando o valor de 4,828 MW. Para o horário onde a geração é máxima, este valor foi de 3,578 MW.

Analisando o primeiro cenário onde foi considerada uma geração de 30% da capacidade total, foi registrado o valor de 3,517 MW. Para o segundo cenário, com aproveitamento de 50 % da capacidade instalada, o valor foi de 3,476 MW. Este valor atingiu 3,436 MW no terceiro cenário onde foi simulado um aproveitamento 70% da geração. Para o último cenário, com um aproveitamento máximo e total da instalação, o valor atinge 3,375 MW.

A *Figura VII.50* traz um gráfico que faz a comparação do perfil diário da demanda de potência ativa exigida do sistema na subestação, para cada cenário.

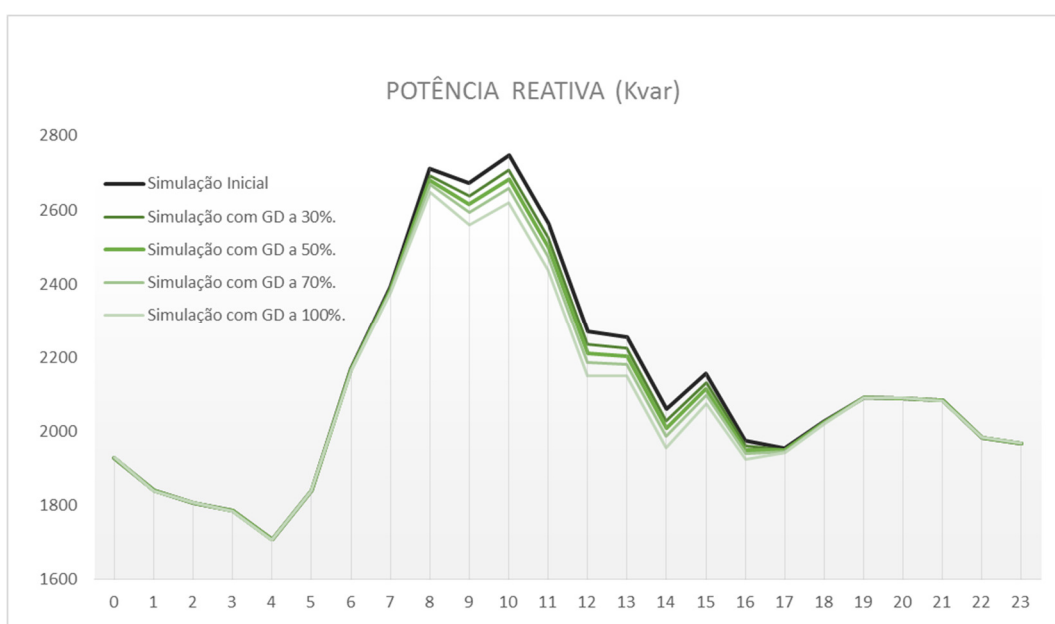


*Figura VII.50 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Potência Ativa do Alimentador para os Domingos.*

Os impactos na variação da potência reativa foram diretamente no pico de potência, uma vez que o mesmo coincide com em vários horários com a curva de geração. Desta forma, verificou-se que na situação inicial o valor da máxima potência reativa ocorre entre 10h00min e 10h59min horas, registrando o valor de 2,747 Mvar. Para o horário onde a geração é máxima, este valor foi de 2,270 Mvar.

Analisando o primeiro cenário onde foi considerada uma geração de 30% da capacidade total, foi registrado o valor de 2,708 Mvar para o horário de pico da potência reativa e 2,234 Mvar para o horário de pico de geração. Seguindo esta linha de análise, para o segundo cenário, tivemos respectivamente os valores de 2,683 Mvar e 2,210 Mvar. Estes valores atingiram 2,657 Mvar e 2,186 Mvar no terceiro cenário onde foi simulado um aproveitamento 70% da geração. Para o último cenário, com um aproveitamento máximo e total da instalação, os valores atingidos foram 2,619 Mvar e 2,151Mvar.

A *Figura VII.51* mostra um gráfico que faz a comparação do perfil diário da demanda de potência ativa exigida do sistema na subestação, para cada cenário.



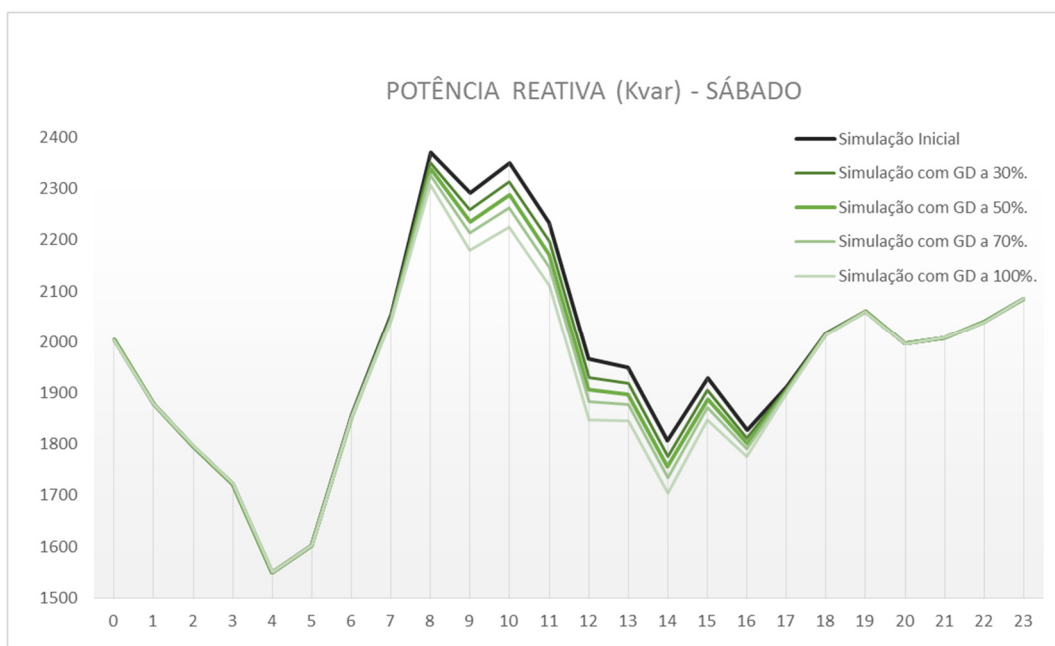
*Figura VII.51 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Potência Reativa do Alimentador para os Dias Úteis.*

Para a análise de sábados, a exemplo do ocorrido para os dias úteis, os impactos na variação da potência reativa foram também diretamente no pico de potência. Desta forma, pode-se verificar que na situação inicial o valor da máxima potência reativa ocorre entre 08h00min e 08h59min horas, registrando o valor de 2,369 Mvar. Um segundo pico de potência, um pouco menor, ocorre entre 10h00min e 10h59min horas, no valor de 2,350 Mvar. Para o horário onde a geração é máxima, entre 12h00min e 12h59min horas este valor foi de 1,965 Mvar.

Analisando o primeiro cenário onde foi considerada uma geração de 30% da capacidade total, foi registrado o valor de 2,351 Mvar para o primeiro horário de pico da potência reativa, 2,312 Mvar para o segundo horário de pico da potência reativa e 1,930 Mvar para o horário de pico de geração. Seguindo esta linha de análise, para o segundo

cenário, tivemos respectivamente os valores de 2,338 Mvar, 2,287Mvar e 1,906 Mvar. Estes valores atingiram 2,326 Mvar, 2,262 Mvar e 1,883 Mvar no terceiro cenário onde foi simulado um aproveitamento 70% da geração. Para o último cenário, com um aproveitamento máximo e total da instalação, os valores atingidos foram 2,307 Mvar, 2,224 Mvar e 1,847 Mvar.

A *Figura VII.52* mostra um gráfico que faz a comparação do perfil diário da demanda de potência ativa exigida do sistema na subestação, para cada cenário.



*Figura VII.52 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Potência Reativa do Alimentador para os Sábados.*

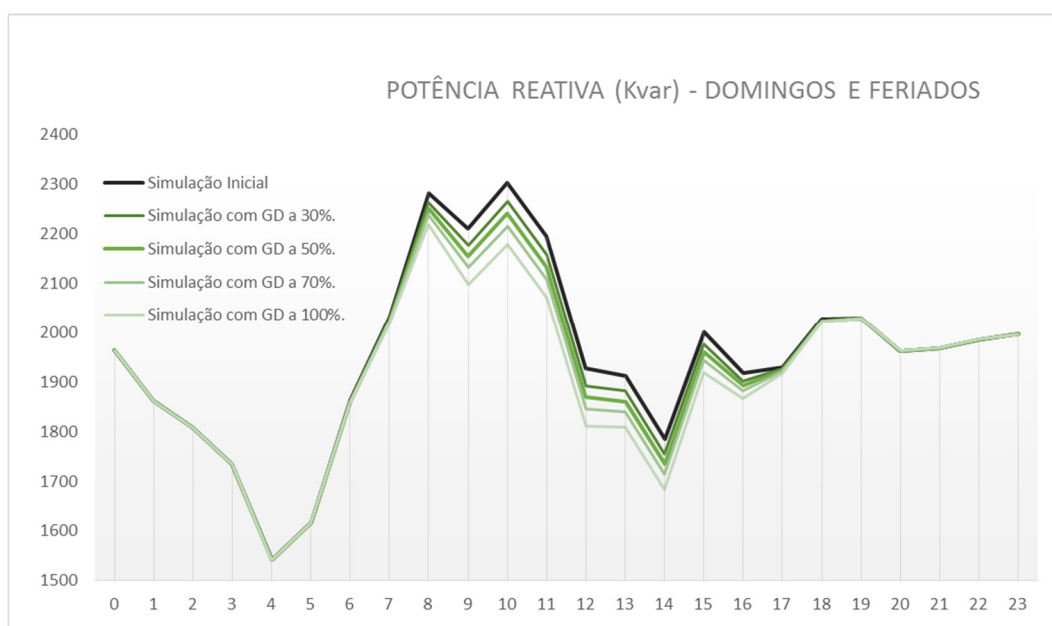
Para a análise de domingos e feriados, os impactos na variação da potência reativa também foram diretamente no pico de potência reativa do sistema. Desta forma, para a situação inicial o valor da máxima potência reativa ocorre entre 10h00min e 10h59min horas, registrando o valor de 2,304 Mvar. Um segundo pico de potência, um pouco menor, ocorre entre 08h00min e 08h59min horas, no valor de 2,282 Mvar. Estes picos foram invertidos na análise de domingos e feriados quando comparados a análise feita para sábados e dias úteis. Para o horário onde a geração é máxima, entre 12h00min e 12h59min horas este valor foi de 1,927 Mvar.

Analisando o primeiro cenário onde foi considerada uma geração de 30% da capacidade total, foi registrado o valor de 2,266 Mvar para o primeiro horário de pico da potência reativa, 2,263 Mvar para o segundo horário de pico da potência reativa e 1,892 Mvar para o horário de pico de geração. Seguindo esta linha de análise, para o segundo cenário, obteve-se respectivamente os valores de 2,241 Mvar, 2,251 Mvar e 1,869 Mvar. Já

neste cenário obteve-se a inversão do horário de pico máximo, passando o mesmo a ocorrer entre 08h00min e 08h59min horas.

Estes valores atingiram 2,216 Mvar, 2,238 Mvar e 1,845 Mvar no terceiro cenário onde foi simulado um aproveitamento 70% da geração. Para o último cenário, com um aproveitamento máximo e total da instalação, os valores atingidos foram 2,178 Mvar, 2,220 Mvar e 1,810 Mvar.

A *Figura VII.53* mostra um gráfico que faz a comparação do perfil diário da demanda de potência ativa exigida do sistema na subestação, para cada cenário.



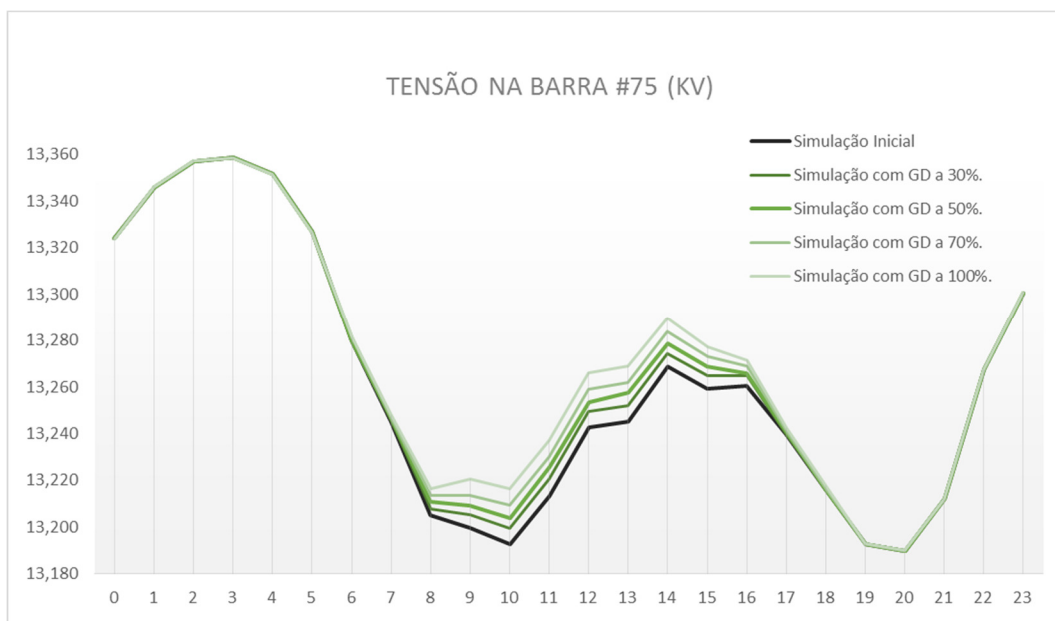
*Figura VII.53 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Potência Reativa do Alimentador para os Domingos e Feriados.*

A exemplo dos estudos elétricos feitos para os impactos da tarifa branca, também foi feita uma análise dos impactos da geração distribuída no perfil de tensão do alimentador. Como havia sido verificado, para a situação inicial registrou-se o valor mínimo de tensão de 0,9558 p.u. (13,190 kV), na barra #75, ocorridos entre 20h00min e 20h59min horas. Este pico mínimo de tensão permanecerá no sistema uma vez que nossa simulação considerando a GD não atua neste horário.

No entanto um segundo pico de queda de tensão, um pouco menos que o primeiro, no valor de 0,9560 p.u. (13,192 kV), ocorre entre 10h00min e 10h59min horas, este sim, dentro da área de atuação da curva de geração. Desta forma, pode-se analisar os impactos dos cenários propostos para este pico de tensão. Para este mesmo horário, verificou-se que na simulação do cenário 1, ocorre um ligeiro aumento deste valor na ordem de 0,9565 p.u.

(13,199 kV). Para o cenário 2, este valor aumenta para 0,9568 p.u. (13,203 kV) atingindo no cenário 3 o valor de 0,9572 p.u. (13,209 kV) e finalmente o valor de 0,9577 p.u. (13,216 kV) no quarto cenário. Para estas análises foram mantidas as mesmas condições na barra da subestação utilizadas para a simulação inicial.

A *Figura VII.54* mostra a comparação do perfil de tensão nesta barra para as situações descritas.



*Figura VII.54 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Tensão visto na Barra #75 para os Dias Úteis.*

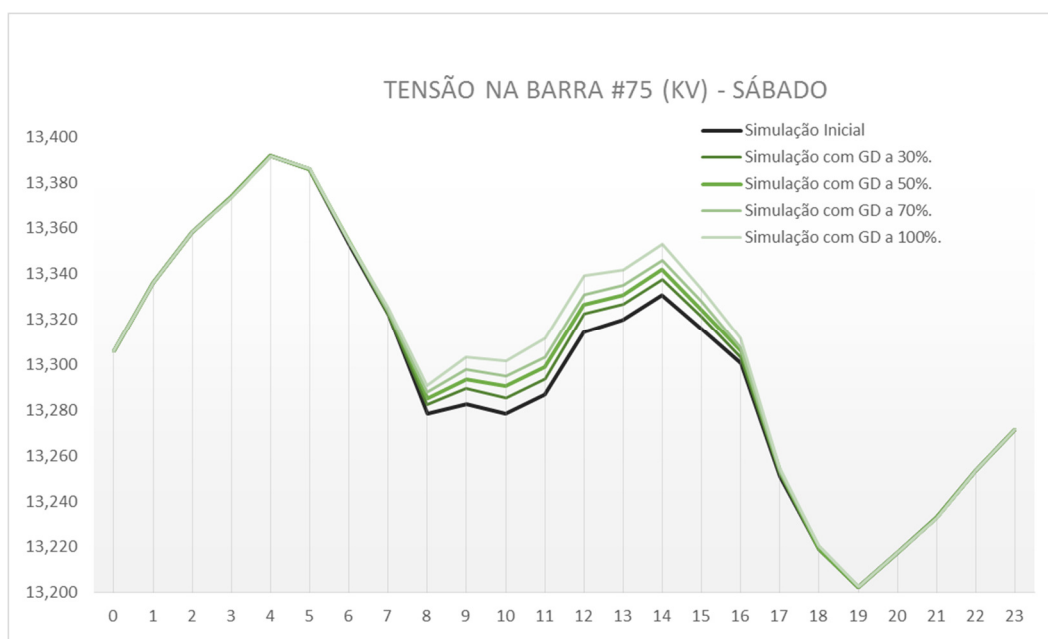
Para os sábados, também foram feitas análises dos impactos da geração distribuída no perfil de tensão do alimentador. Como foi verificado, para a situação inicial registrou-se o valor mínimo de tensão de 0,9578 p.u. (13,217 kV), na barra #75, ocorridos entre 20h00min e 20h59min horas. A exemplo do que foi visto para os dias uteis, este pico mínimo de tensão permanecerá no sistema uma vez que nossa simulação considerando a GD não atua neste horário.

Desta forma, analisou-se o impacto da GD no horário de maior contribuição da geração do sistema, entre 12h00min e 12h59min horas, onde verificou-se o valor de 0,9648 p.u. (13,314 kV) para a situação inicial.

Na simulação do cenário 1, há um ligeiro aumento do perfil de tensão, onde foi registrado o valor de 0,9654 p.u. (13,322 kV). Para o cenário 2, este valor aumenta para 0,9657 p.u. (13,326 kV) atingindo no cenário 3 o valor de 0,9660 p.u. (13,330 kV) e finalmente o valor de 0,9666 p.u. (13,339 kV) no quarto cenário. Para estas análises foram mantidas as mesmas condições na barra da subestação utilizadas para a simulação inicial.



A *Figura VII.55* mostra a comparação do perfil de tensão nesta barra para as situações descritas.



*Figura VII.55 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Tensão visto na Barra #75 para os Sábados/Dias Úteis.*

Analogamente, foi efetuada análise também para o perfil de consumo de domingos e feriados. Como foi verificado, para a situação inicial registrou-se o valor mínimo de tensão de 0,9572 p.u. (13,209 kV), na barra #75, ocorridos entre 19h00min e 19h59min horas. A exemplo do que foi visto para os dias úteis, este pico mínimo de tensão permanecerá no sistema, uma vez que nossa simulação considerando a GD não atua neste horário.

Desta forma, analisou-se o impacto da GD no horário de maior contribuição da geração do sistema, entre 12h00min e 12h59min horas, onde verificou-se o valor de 0,9655 p.u. (13,323 kV) para a situação inicial.

Na simulação do cenário 1, há um ligeiro aumento do perfil de tensão, onde foi registrado o valor de 0,9660 p.u. (13,330 kV). Para o cenário 2, este valor aumenta para 0,9663 p.u. (13,334 kV) atingindo no cenário 3 o valor de 0,9667 p.u. (13,340 kV) e finalmente o valor de 0,9672 p.u. (13,347 kV) no quarto cenário. Para estas análises foram mantidas as mesmas condições na barra da subestação utilizadas para a simulação inicial.

A *Figura VII.56* mostra a comparação do perfil de tensão nesta barra para as situações descritas.

As análises das perdas ativas e reativas também apresentaram uma redução dos seus montantes nos horários onde a GD atua. Analisando o horário onde a geração é máxima,

entre 12h00min e 12h59min horas, para a situação inicial os valores de perdas de potência ativa e reativa encontrados foram de 108,16 kW e 123,44 kvar.

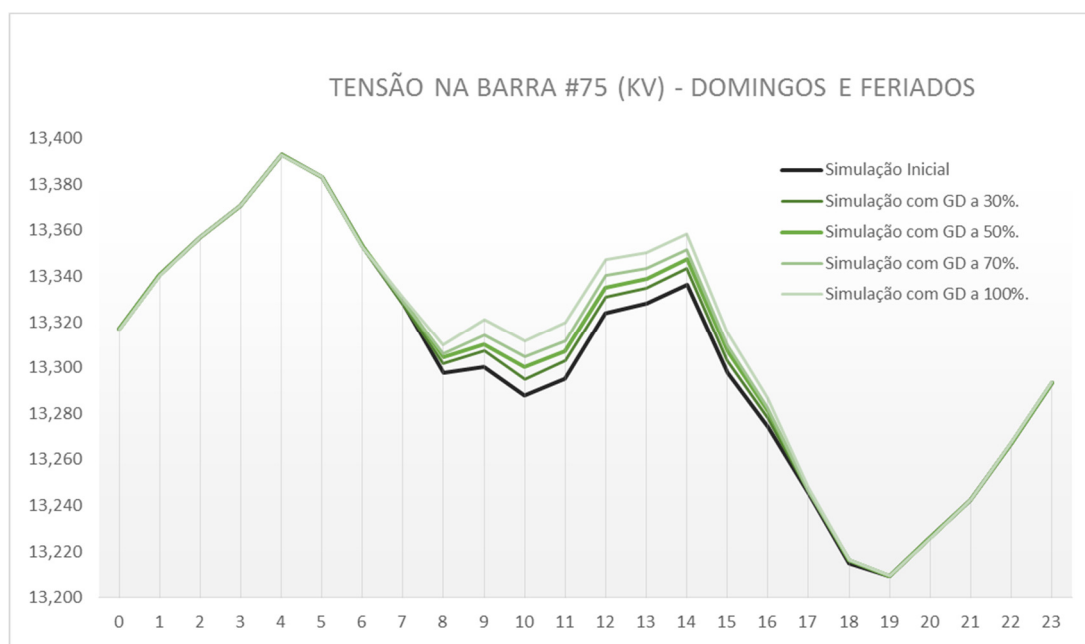


Figura VII.56 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Tensão visto na Barra #75 para os Domingos e Feriados.

Considerando os impactos da GD, estes valores são reduzidos no cenário 1 para 105,00 kW e 119,83 kvar. Esta redução é ainda maior no cenário 2 onde estes valores atingem os montantes de 102,92 kW e 117,47 kvar. Para o cenário 3 estes valores atingem o montante de 100,87 kW e 115,14 kvar. E considerando o cenário 4 com 100% de aproveitamento da GD tem-se os valores de 97,85 kW e 111,69 kvar.

A Figura VII.57 e Figura VII.58 trazem os gráficos demonstrando um comparativo entre o perfil de perdas acumuladas hora à hora no sistema.

As análises das perdas ativas e reativas para os sábados também apresentaram uma redução dos seus montantes, nos horários onde a GD atua. Analisando o horário onde a geração é máxima, entre 12h00min e 12h59min horas, para a situação inicial os valores de perdas de potência ativa e reativa encontrados foram de 81,73 kW e 93,26 kvar.

Considerando os impactos da GD, estes valores são reduzidos no cenário 1 para 79,01 kW e 90,16 kvar. Esta redução é ainda maior no cenário 2 onde estes valores atingem os montantes de 77,23 kW e 88,13 kvar. Para o cenário 3 estes valores atingem o montante de 75,48 kW e 86,13 kvar. E considerando o cenário 4 com 100% de aproveitamento da GD tem-se os valores de 72,90 kW e 83,18 kvar.

A Figura VII.59 e Figura VII.60 trazem os gráficos demonstrando um comparativo entre o perfil de perdas acumuladas hora à hora no sistema.

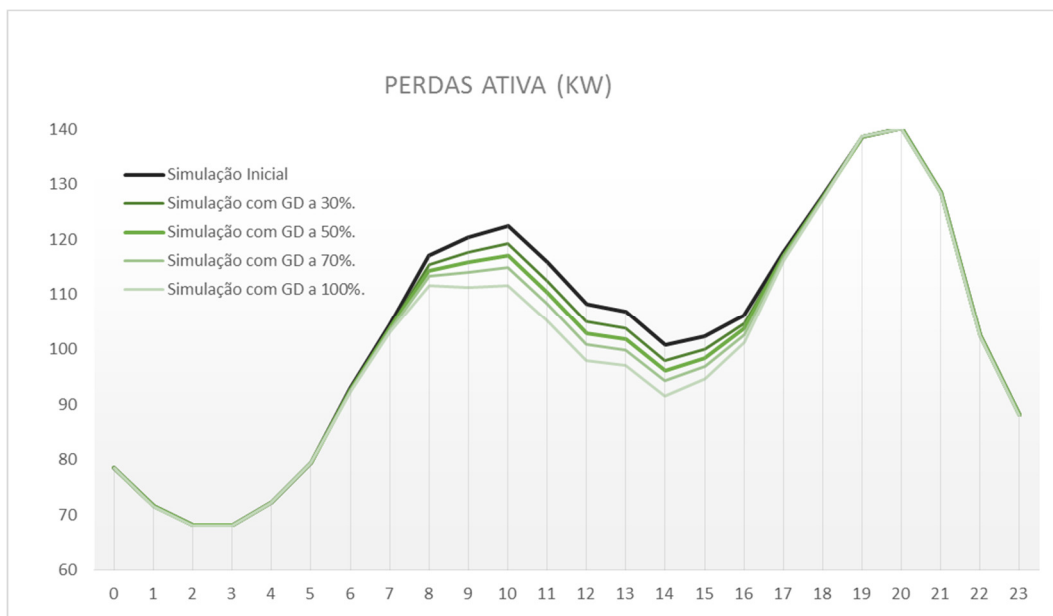


Figura VII.57 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Perdas Ativas para os Dias Úteis.

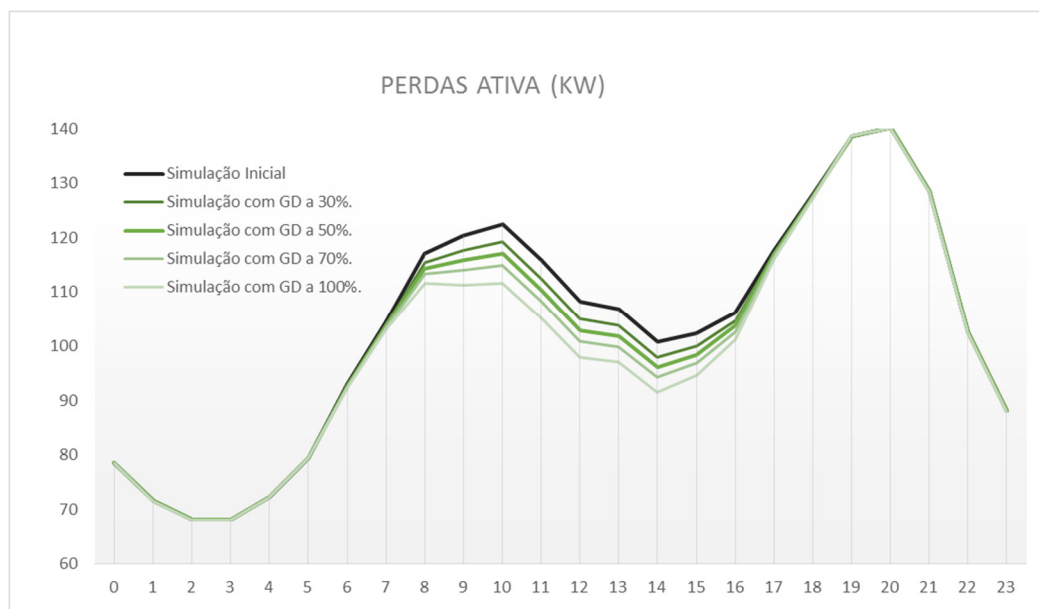


Figura VII.58 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Perdas Reativas para os Dias Úteis.

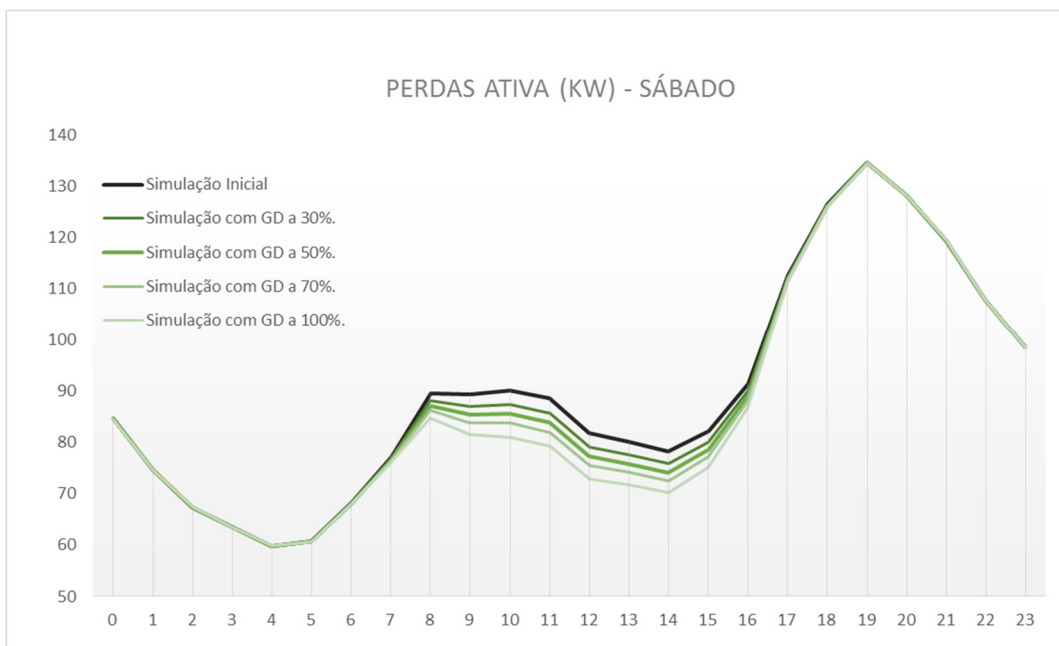


Figura VII.59 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Perdas Ativa para os Sábados.

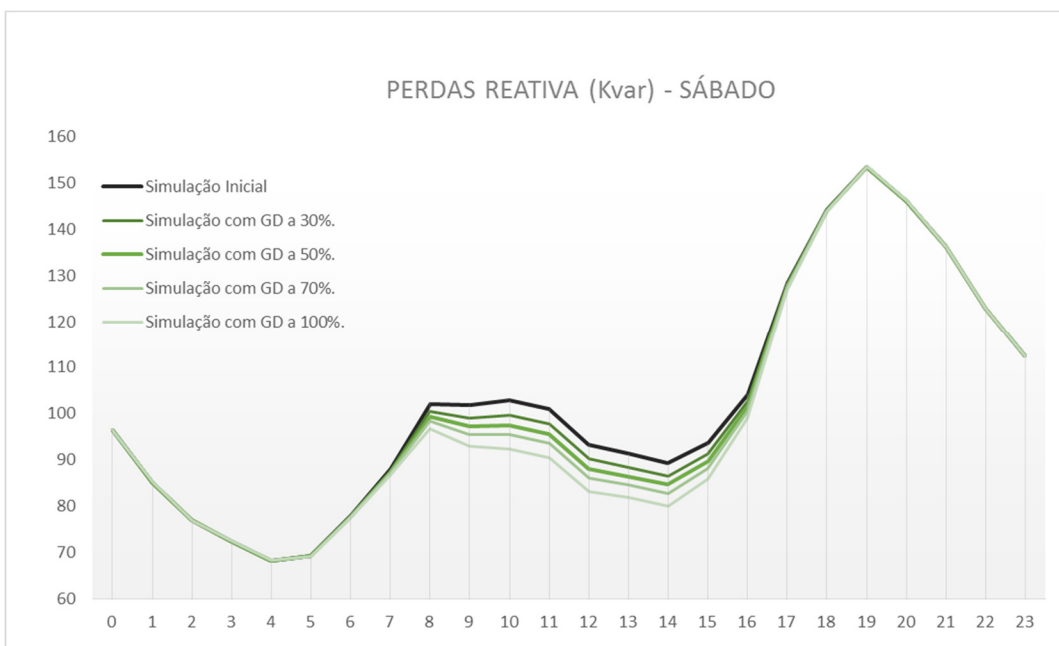


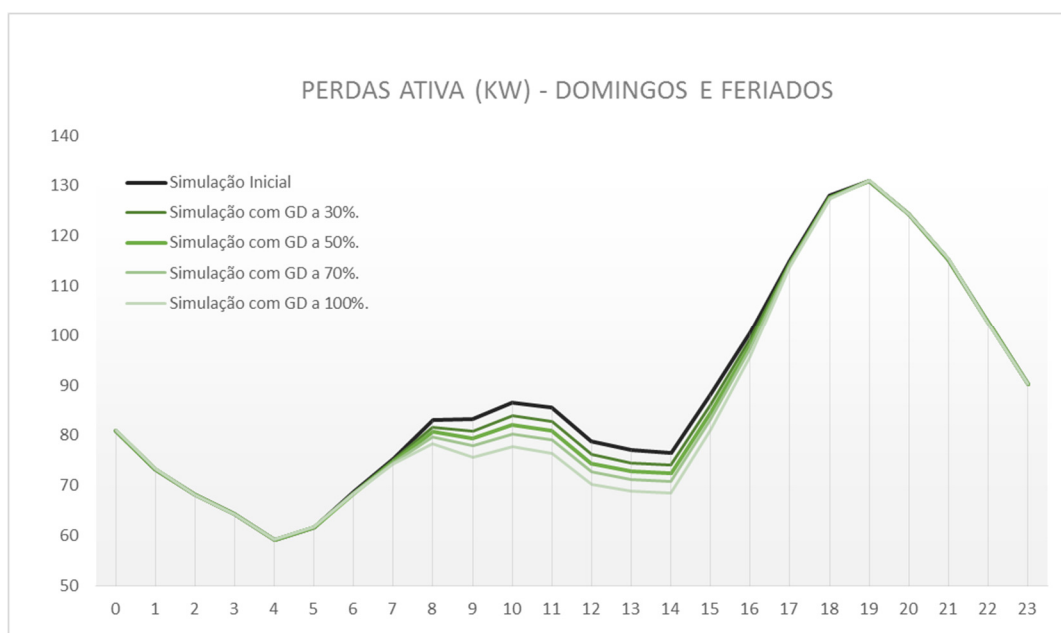
Figura VII.60 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Perdas Reativa para os Sábados.

Para as análises das perdas ativas e reativas contemplando o perfil de carga de domingos e feriados, também verificou-se uma ligeira redução dos seus montantes, nos horários onde a GD atua. Analisando o horário onde a geração é máxima, entre 12h00min e

12h59min horas, para a situação inicial os valores de perdas de potência ativa e reativa encontrados foram de 78,81 kW e 89,91 kvar.

Considerando os impactos da GD, estes valores são reduzidos no cenário 1 para 76,15 kW e 86,88 kvar. Esta redução é ainda maior no cenário 2 onde estes valores atingem os montantes de 74,40 kW e 84,89 kvar. Para o cenário 3 estes valores atingem o montante de 72,68 kW e 82,93 kvar. E considerando o cenário 4 com 100% de aproveitamento da GD tem-se os valores de 70,15 kW e 80,04 kvar.

A *Figura VII.61* e *Figura VII.62* trazem os gráficos demonstrando um comparativo entre o perfil de perdas acumuladas hora à hora no sistema.



*Figura VII.61 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Perdas Ativas para os Domingos e Feriados.*

### VII.3.1.3 Análise econômica

Com base na curva de geração do grupo gerador e do impacto provocado por esta nas curvas de consumo dos 23 consumidores da classe 5 conectados a barra #43, pode-se avaliar alguns impactos financeiros para a Distribuidora.

Para o cálculo foi considerada Tarifa Convencional homologada em 2015, constante na *Tabela VI.4*. Desta forma, esta análise pode partir de um comparativo feito com os dados constante na *Tabela VII.1*.

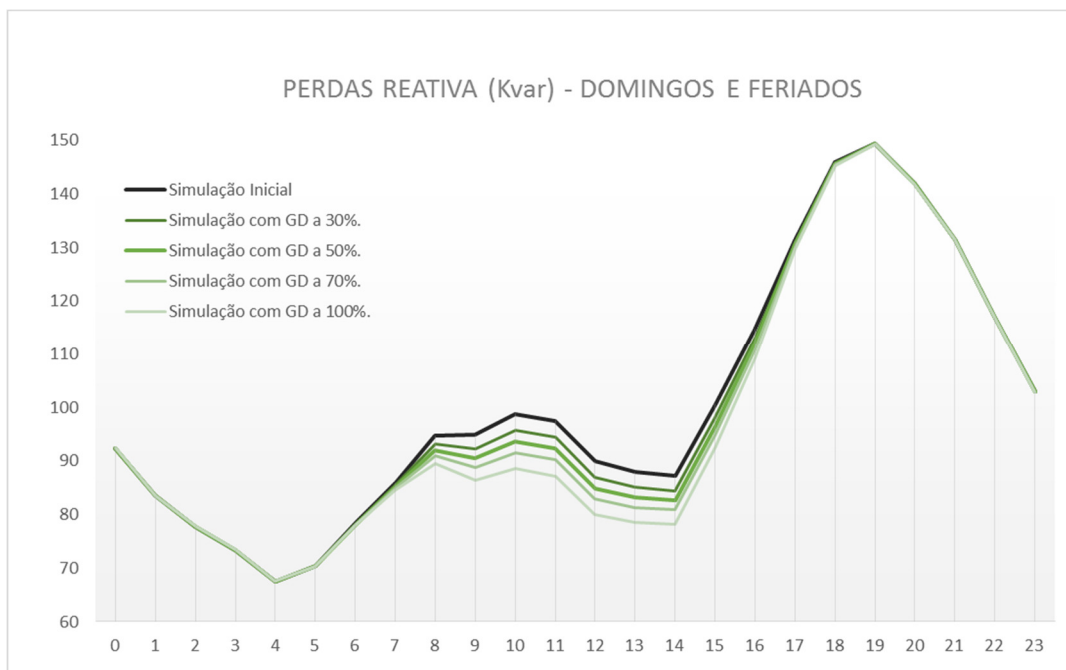


Figura VII.62 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Perdas Reativas para os Domingos e Feriados.

A Tabela VII.11 mostra a influência da redução da receita da distribuidora de acordo com o cenário de geração adotado.

Tabela VII.11 - Comparação da Receita Total da Distribuidora discriminando a participação de cada processo de tarifação e considerando cada cenário estudado.

CLASSES	RECEITA TOTAL POR CLASSE SITUAÇÃO INICIAL	RECEITA TOTAL POR CLASSE SIMULAÇÃO 30%	RECEITA TOTAL POR CLASSE SIMULAÇÃO 50%	RECEITA TOTAL POR CLASSE SIMULAÇÃO 60%	RECEITA TOTAL POR CLASSE SIMULAÇÃO 100%
Classe 1	R\$ 25.763,35	R\$ 25.763,35	R\$ 25.763,35	R\$ 25.763,35	R\$ 25.763,35
Classe 2	R\$ 188.190,81	R\$ 188.190,81	R\$ 188.190,81	R\$ 188.190,81	R\$ 188.190,81
Classe 3	R\$ 749.062,50	R\$ 749.062,50	R\$ 749.062,50	R\$ 749.062,50	R\$ 749.062,50
Classe 4	R\$ 531.540,94	R\$ 531.540,94	R\$ 531.540,94	R\$ 531.540,94	R\$ 531.540,94
Classe 5	R\$ 311.416,86	R\$ 302.493,84	R\$ 296.545,17	R\$ 290.596,49	R\$ 281.673,47
RECEITA MENSAL	R\$ 1.805.974,47	R\$ 1.797.051,45	R\$ 1.791.102,77	R\$ 1.785.154,09	R\$ 1.776.231,07

Para o cenário com o aproveitamento de 30% da geração, há uma redução na receita de aproximadamente R\$ 8 mil, o que corresponde aos 30% de carga que deixaram de consumida pelos usuários da GD. Este reflexo aconteceu para todos os valores analisados, onde com o cenário com o aproveitamento de 100% da geração, há uma redução na receita equivalente a carga total dos 23 consumidores. Isso se deu devido ao dimensionamento do grupo gerador adotado conforme estabelecido no item VI.3.5 do Capítulo VI.

Como neste trabalho não foi considerado o custo da energia gerada pelo grupo gerador, o único impacto financeiro considerado pelo lado do consumidor foi o benefício da redução de seu consumo e de sua conta de energia.

# **CAPÍTULO VIII**

## **CONSIDERAÇÕES FINAIS**

### **VIII.1 Observações e Conclusões**

Como observado no Capítulo III, o gerenciamento da demanda de energia pelo lado da carga, seja executado através de um programa de resposta à demanda ou pela instalação de um grupo gerador na baixa tensão no consumidor, é uma solução que, se bem estudada e estruturada, atingirá o seu objetivo.

No que diz respeito à aplicação da Tarifa Branca e as análises obtidas com as simulações dos cenários propostos nesta dissertação, pode-se verificar que para as tarifas homologadas, o consumidor que possui um consumo médio baixo não obterá vantagens financeiras em sua conta de energia com a aplicação da nova tarifa. Isso deve-se a dificuldade de flexibilização da carga que esse tipo de consumidor possuiu, sendo em sua maioria cargas essenciais para seu uso. Com um consumo baixo e cargas provenientes de equipamentos de primeira linha, realocar o consumo para período onde a tarifa de energia seja mais barata, torna-se uma tarefa difícil de administrar. Parar essa classe de consumo, somente existe algum sinal economicamente positivo se aplicado o conceito teórico da tarifa branca discutido no subitem VI.3.3 do Capítulo VI.

Enquanto a ANEEL chama a atenção para a possibilidade de redução nas tarifas, especialistas e movimentos sociais alertam sobre o aumento do preço a ser pago pela classe trabalhadora, que não tem condições de flexibilizar sua rotina. Desta forma, antes de optar pela adesão a tarifa branca, o consumidor deve avaliar sua carga e sua capacidade de remodelar seu consumo, pois só assim obterá vantagens na adesão. Pois caso não se adeque, o resultado pode ser um aumento da conta final.

Do ponto de vista financeiro, pode-se dizer que uma grande questão ainda paira no ar em torno da tarifa branca, que é o impacto financeiro para as distribuidoras.

Nesta dissertação, utilizou-se uma maneira simplista de avaliar o impacto, considerando somente o produto da tarifa pelo consumo de energia, e onde pode-se verificar o montante de redução na receita da distribuidora para cada caso simulado. No entanto, deve-se prever que outros fatores possam influenciar no acréscimo de consumo,



como por exemplo o incentivo por parte do consumidor de aumentar seu consumo frente a um preço da tarifa mais barato, ou mesmo na redução, provocado pela mudança de hábito adquirida pelo consumidor e introduzida pela vivência dada pelo programa de resposta à demanda.

No entanto, existem outros fatores que atingem financeiramente a distribuidora e que devem ser considerados.

De acordo com a regulamentação vigente, ficará a cargo das distribuidoras a aquisição, calibração e instalação dos medidores em consumidores que optarem pela adesão a tarifa branca. Além destes gastos provenientes da instalação dos medidores, existem outros relacionados a gestão como as plataformas, redes e infraestrutura de softwares. Esse custo, obviamente será refletido na tarifa num processo de revisão tarifária como visto na explanação teórica sobre tarifa feita nesta dissertação. No entanto, o custo imediato será de responsabilidade da distribuidora que trabalhará com uma margem de adesão desconhecida.

Existe ainda o fato da regulamentação ter deixado optativa a adesão a tarifa branca, o que abre margem para inúmeras incertezas no momento da aquisição no smart meter. Por se tratar de medidores mais caros, de aplicação específica e de não estarem disponíveis em prateleiras para venda, a incerteza da adesão por parte dos consumidores ao processo de tarifa branca, pode fazer com que a distribuidora compre mais, ou menos medidores do que seria o necessário.

Como visto, de acordo com a proposta de regulamentação, a distribuidora teria o prazo de 30 dias para atender a uma solicitação de adesão a tarifa branca, prazo este que compreende a instalação do medidor e conversão do sistema tarifário. Caso a distribuidora não tenha em seu estoque medidores suficientes, poderá ser penalizada pelo não cumprimento do estabelecido na regulamentação. E vale ressaltar que penalidades são arcadas como prejuízo direto da distribuidora, não sendo revertida para a tarifa. No entanto, pelo outro lado, caso a distribuidora adquira mais medidores que a real adesão do processo, seria complicado, frente as recentes discursões levantadas, principalmente na mídia, sobre a aferição e os supostos aumentos de consumo indevidos dos medidores digitais, a utilização deste parque e substituição dos medidores em consumidores usuários da tarifa convencional.

Na reunião diretiva da ANEEL sobre o tema da tarifação branca executada na época de sua implementação, houve uma pré-disposição ao entendimento de que a Resolução Normativa ANEEL nº 502/2012 [31], abarcaria um programa de substituição de medidores

mais próximo de uma realidade de se fazer programas de modernização do parque de medição, em que a ANEEL iria ser a mandatária, o que não se concretizou. Logo, essa é mais uma desvantagem para a distribuidora que deverá encarar esta implementação sem uma regulamentação firme sobre o tema.

No entanto, nos dados analisados das simulações, pode-se ver que o sistema elétrico da distribuidora como um todo tem benefícios com a tarifação branca, e conseqüentemente alguns se refletem na distribuidora, como a redução de perdas. Com uma conta de luz mais barata o consumidor reduz a inadimplência e com medidores mais confiáveis é possível recuperar uma parte considerável também das perdas comerciais, mais esse valor não tem como ser dimensionado e seu impacto pode ser pequeno.

Da forma como está regulamentada, a tarifação branca não oferece um sinal econômico adequado para a distribuidora, como o faz para o consumidor, onde o sinal está claro.

Quanto ao processo e avanço tecnológico, de acordo com publicações em revistas e periódicos, o Brasil tem sido encarado nos últimos anos como um mercado de grande potencial para os fabricantes de medidores inteligentes. Segundo um levantamento feito pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE [32], em dezembro de 2011, seus associados possuíam em seu cadastro cerca de 67,8 milhões de unidades consumidoras, valor este que atualizado com a taxa de crescimento vegetativo pode estar em torno de 82 milhões de unidades consumidoras.

A possibilidade da tarifa branca entre em vigor e de sua adesão ser compatível com o dimensionado pela ANEEL [2], tem fomentado uma grande expectativa nos grupos industriais quanto ao mercado consumidor de medidores, porque já não existe um mercado tão grande quanto o previsto para o Brasil. Europa e EUA já estão consolidados quanto a processo de smart meter e na Ásia predominam os fabricantes locais.

No entanto, uma grande demanda pela tarifa branca também pode ser um obstáculo, uma vez que a demanda de medidores cresceria instantaneamente. E o problema não está somente relacionado a quantidade de medidores que deverão ser adquiridos, mas também ao processo de aprovação destes medidores junto ao Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – INMETRO, que atualmente é considerado pela ANEEL como o principal gargalo para implantação efetiva do programa.

No que concerne ao custo da energia elétrica e ao impacto analisado na adesão ao programa de tarifa branca, tem-se que levar em consideração que algumas das medidas adotadas pelo governo nos primeiros meses de 2015 para enfrentar a crise no setor elétrico

e o risco de desabastecimento de energia, elevaram substancialmente os custos da energia para o consumidor final. Tais atitudes, como a efetiva implantação do sistema de bandeira tarifária e a revisão tarifária extraordinária, que incorporam às tarifas os custos adicionais com as despesas da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, o reajuste da energia proveniente da Usina de Itaipú, além de outros custos relacionados à compra de energia pelas distribuidoras, tiveram impactos no setor como um todo, reduzindo assim a atratividade econômica oferecida pela adesão a Tarifa Branca.

Somente a fim de ilustra o descrito acima, e considerando os dados de tarifa da concessionária de distribuição de referência deste trabalho, em 2013 o valor da tarifa de energia convencional monômnia para o grupo B1 era de R\$ 0,343/kWh. Já para o período fora ponta da Tarifa Branca, que consideramos o período atrativo para adesão ao programa, o valor era de R\$ 0,1715/kWh, exatamente 50% do valor do kWh cobrado para a energia convencional. Já em 2015, estamos trabalhando com o valor de R\$ 0,46858/kWh para tarifa de energia convencional monômnia para o grupo B1 cuja a vigência data do período de 02/03/2015 a 06/11/2015, conforme Resolução Homologatória Nº 1858 Publicada em 02/03/2015. Para o período fora ponta da Tarifa Branca, de acordo com a resolução citada, o valor é de R\$ 0,04146/kWh, aproximadamente 11,52% do valor do kWh cobrado para a energia convencional.

Essa diferença se justifica pelo fato de que o país atualmente encontra-se em um processo de recuperação dos recursos hídricos que são a base da geração de energia no Brasil e o foco é promover a utilização racional da energia através de programas que motivem a redução do consumo, como o programa das bandeiras tarifárias, que sinalizam o preço da energia em seu mês de consumo. Programa do tipo TOU, como o programa de tarifa branca, não visa reduzir a demanda e sim deslocá-la de um período de maior consumo para um período de menos consumo. Desta forma, manter tarifas com um valor percentual significativamente mais baixas que a tarifa convencional, mascararia a situação do país, dando um sinal tarifário para os consumidores do livre consumo em período fora de ponta.

No que diz respeito ao sucesso da implantação deste mecanismo de tarifação, fica difícil seu dimensionamento, pois sendo reservado ao consumidor o direito de optar ou não pela tarifação branca, fica a cargo do consumidor determinar a velocidade de implantação desses medidores, já que ele será o principal beneficiário do processo. Isso interfere automaticamente no processo de implantação da nova tarifa. Desta forma pode-se dizer que o que vai determinar a implantação é o ganho efetivo que o consumidor venha a ter com esse sistema. Na medida em que o consumidor identifique o resultado da sua modulação,

onde ele possa usar mais energia por um preço menor, isso se tornará o motivador para que a tarifa branca seja adotada em larga escala.

Defende-se a ideia de que o modelo de negócio também deve ser mudado com interferência do governo, para que ocorra a massificação do uso da tarifa branca. Propagandas e programas que expliquem ao consumidor as vantagens devem ser ofertadas, pois sozinha, a tarifa branca não será capaz de despertar nos consumidores a vontade de adesão.

No que diz respeito à aplicação da geração distribuída, fica claro que no momento em que o mundo se volta para debate sobre o esgotamento das fontes de energia, alterações climáticas causadas por emissão de gases poluentes e demais questões voltadas à sustentabilidade e ao impacto ambiental, e onde a atual situação energética do Brasil encontra-se em alerta, a necessidade de estudos que fomentem a implementação de fontes alternativas de energia se tornem cada vez mais premente.

De acordo com a ANEEL, existe um movimento social e tecnológico para fomentar este processo e isso vem promovendo não só a redução dos preços aplicados a aquisição dos mais variados grupos geradores, como também o aperfeiçoamento regulamentar.

Do ponto de vista técnico é inegável que a instalação de Sistema Fotovoltaico de cogeração conectado à rede de baixa tensão traz benefícios para o sistema ao que esteja conectada. Estas vantagens, como também as desvantagens foram tratadas no item IV.2 do Capítulo IV, e algumas puderam ser comprovadas na análise da simulação feita e apresenta no item VII.3 do Capítulo VII. No entanto, deve-se avaliar este processo também pela perspectiva regulatória e do consumidor, de forma a gerar oportunidades e viabilizar a sua implementação.

## **VIII.2 Trabalhos Futuros**

Os seguintes temas podem ser sugeridos como trabalhos futuros:

- A utilização da metodologia apresentada neste trabalho para aplicação em um conjunto considerável de perfil de alimentadores a fim de avaliar o impacto da Tarifa Branca e da geração distribuída no Sistema Interligado Nacional - SIN.
- Reaplicação da metodologia de elasticidade-preço da demanda para simulação de impactos provocados por outros tipos de programa de Resposta à Demanda e outras fontes de microgeração.

- Reproduzir o estudo e analisar o impacto financeiro relacionados aos custos de implantação das microgerações distribuídas e dimensionar o tempo e taxa de retorno de investimento, utilizando como argumentação comparativa a atual situação energética e a alta dos preços da tarifa.

### VIII.3 Referências Bibliográfica

[1] - Site da Empresa de Pesquisa Energética - EPE Disponível em: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br), múltiplos acesso em 2015.

[2] - Site da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br), múltiplos acessos em 2014 e 2015.

[3] - BRASIL, Resolução Normativa ANEEL n. 559/2013, Estabelece o procedimento de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 01 de março de 2013.

[4] - Site do Operador Nacional do Sistema - ONS. Disponível em: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br), múltiplos acessos em 2015.

[5] - BRASIL, Resolução Normativa ANEEL n. 456/2000, Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica., Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 30 de novembro de 2000.

[6] - BRASIL. Lei nº. 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 29 de abril de 2002.

[7] - BRASIL. Lei nº. 12.212, de 20 de janeiro de 2010. Dispõe sobre a Tarifa Social de Energia Elétrica. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 21 de janeiro de 2010.

[8] - Site da Concessionária Light Serviços de Eletricidade S.A. Disponível em: [www.light.com.br](http://www.light.com.br), acessado em abril de 2015.

[9] - Site da Companhia de Distribuição Hydro-Quebec. Disponível em: [www.hydroquebec.com](http://www.hydroquebec.com), acesso em maio de 2015.

[10] - BRASIL, Resolução Normativa ANEEL n. 414/2010, Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 15 de setembro de 2010.

- [11] - BALIJEPALLI, V. S. K. M.; PRADHAN, V.; KHAPARDE, S. A.; SHEREEF, R. M.; Review of demand response under smart grid paradigm. IEEE PES, Innovative Smart Grid Technologies - India (ISGT India), pp. 236-243, Dec 2011.
- [12] - ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. F.; Demand response in electricity markets: an overview. IEEE – Power Engineering Society General Meeting, pp. 1-5. Jun 2007.
- [13] - GELLINGS, C. W.; The concept of demand-side management for electric utilities. Proceeding of the IEEE, v. 73, pp. 1468 – 1470. Out 1985.
- [14] - Site da Organización Latinoamericana de Energía – OLADE. Disponível em: [www.olade.org](http://www.olade.org), acessado em junho 2015.
- [15] - BRASIL. Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 16 de março de 2004.
- [16] - LEVY, Beatriz Nogueira. Influência de Programas de Resposta da Demanda na Rede de Distribuição. 2013. 77p. Dissertação (Mestrado). COPPE – Universidade Federal do Rio de Janeiro – Rio de Janeiro.
- [17] - SIEBERT, Luciano Cavalcante. Sistema de Otimização de Resposta à Demanda para redes elétricas Inteligentes. 2013. 134p. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Paraná – Curitiba.
- [18] - PINDYCK, R. S., RUBINFELD, D.L. Microeconomia. Prentice Hall, 2002. SP. 5ª edição –Cap.18
- [19] - USDE, U.S. Departamento of Energy. Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for achieving them. 2006. A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005.
- [20] - GUARDIA, Eduardo Crestana. Metodologia para o Cálculo da Elasticidade da Tipologia de Carga Frente à tarifa de energia Elétrica. 2007. 139p. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Itajubá – Itajubá.
- [21] - WILSON, J. W. Residential Demand for Electricity. Quarterly review of Economic and Business. V.11, p.7-22, 1971.
- [22] - AALAMI, H. A.; YOUSEFI, G. R.; MOGHADDAM, M. P.; Demand Response Modeling Interruptible/Curtailable loads and capacity market Programs. Applied Energy. V.87-1, pp. 243–250. Jan 2010.
- [23] - AALAMI, H. A.; MOGHADDAM, M. P.; YOUSEFI, G. R.; Demand Response Model Considering EDRP and TOU Programs. IEEE PES, Transmission and Distribution Conference and Exposition - T&D. Chicago, IL, p.1-6. Abr 2008.
- [24] BRASIL, Resolução Homologatória ANEEL n. 1.858/2015, Homologa os resultados da revisão tarifária extraordinária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, fixa as Tarifas de Energia - TEs e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição — TUSDs. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 07 de novembro de 2013.

- [25] - BRASIL, Resolução Homologatória ANEEL n 1.650/2013, Homologa o resultado da terceira Revisão Tarifária Periódica – RTP da LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A. – LIGHT, fixa as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, as Tarifas de Energia – TE e dá outras providências. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 02 de março de 2015, e retificada em 27 de março de 2015.
- [26] - MODIANO, E. M; Elasticidade-renda e Preço da Demanda de Energia Elétrica no Brasil. 1984. Texto para discussão nº 68. Departamento de Economia. Pontifícia Universidade Católica – PUC – Rio de Janeiro.
- [27] - ANDRADE, T.; LOBÃO, W.; Elasticidade-renda e Preço da demanda residencial de Energia Elétrica no Brasil. 1997. Texto para discussão nº 489. IPEA – Rio de Janeiro.
- [28] JARDIM, C.S.; SALAMINI, I.; RUTHER, R; KNOB, P.; DINIZ, A. S. C; O Potencial Dos Sistemas Fotovoltaicos Interligados à Rede Elétrica em Áreas Urbanas: Dois Estudos de Caso. Scielo Proceeding, In Proceedings of the 5th Encontro de Energia no Meio Rural, 2004, Campinas (SP). Out 2004.
- [29] - MATLAB. Versão na versão 7.11.0 (R2010b), do fabricante MathWorks.
- [30] - POWER SYSTEM TOOLBOX Webpage, Disponível para acesso em: [http://www.eps.ee.kth.se/personal/vanfretti/pst/Power\\_System\\_Toolbox\\_Webpage/PST.html](http://www.eps.ee.kth.se/personal/vanfretti/pst/Power_System_Toolbox_Webpage/PST.html). J.H. Chow and K.W. Cheung, A toolbox for power system dynamics and control engineering education and research, IEEE Transactions on Power Systems, vol.7, no.4, pp.1559-1564, Nov 1992.
- [31] - BRASIL, Resolução Normativa ANEEL n. 502/2012, Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 14 de agosto de 2012.
- [32] - Site da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADÉE. Disponível em: [www.abradee.com.br](http://www.abradee.com.br), acessos em 2015.

# APÊNDICE A

## DISTRIBUIÇÃO DE CONSUMIDORES NO SISTEMA

A tabela constante neste apêndice apresenta a quantidade de unidades consumidoras discriminadas por classe de consumo (Classes 1, 2, 3, 4 e 5) que foram consideradas conectadas a cada barra do sistema teste. Essa dinâmica reflete a distribuição da carga ao longo do circuito.

Barra	Residencial				
	C1	C2	C3	C4	C5
1	0	0	0	0	0
2	7	7	15	27	3
3	1	1	12	2	6
4	1	1	10	14	4
5	0	0	0	0	0
6	11	38	37	10	1
7	0	0	0	0	0
8	6	20	43	10	2
9	1	3	8	4	1
10	2	14	35	8	3
11	2	9	21	8	4
12	12	27	34	15	2
13	2	5	25	11	3
14	9	14	32	7	3
15	0	0	0	0	1
16	5	15	54	27	5
17	11	26	73	47	9
18	0	0	0	0	0
19	2	5	25	12	1
20	17	84	181	48	6
21	15	81	137	62	13
22	1	3	14	6	1
23	6	7	16	4	1
24	19	64	96	20	3
25	0	0	0	0	0
26	11	19	17	1	0
27	0	0	0	0	0
28	10	31	45	12	0
29	0	0	0	0	0
30	6	28	34	12	1
31	0	0	0	0	0
32	14	39	76	34	8
33	0	0	0	0	0
34	4	23	49	13	3
35	3	6	11	2	4
36	2	9	18	10	9
37	7	12	26	22	8
38	0	0	0	0	0
39	8	22	46	21	4
40	1	22	12	3	2
41	1	1	1	5	7
42	0	0	0	0	0
43	29	82	208	89	23
44	15	17	39	14	8
45	0	0	0	0	0
46	0	0	0	0	0
47	0	0	0	0	0
48	11	42	65	25	9
49	1	4	1	0	0



Barra	Residencial				
	C1	C2	C3	C4	C5
50	9	27	68	26	5
51	0	0	0	0	0
52	6	10	36	19	4
53	8	33	57	17	5
54	15	23	25	5	11
55	5	24	41	6	3
56	7	25	35	8	4
57	9	35	64	13	2
58	0	0	0	0	0
59	21	46	99	35	8
60	4	16	21	6	0
61	77	84	72	12	1
62	12	58	148	18	4
63	0	0	0	0	0
64	3	23	33	9	1
65	2	14	27	10	2
66	0	0	0	0	0
67	38	18	25	1	1
68	61	27	15	4	0
69	13	13	26	15	1
70	1	1	6	12	5
71	0	0	0	0	1
72	7	2	14	24	5
73	5	5	7	7	3
74	6	17	34	14	2
75	11	34	79	15	0
76	11	47	51	7	0
77	13	32	69	16	3
78	0	0	0	0	0
79	49	7	2	1	1
80	21	14	9	2	1
81	1	9	8	1	1
82	11	15	19	8	3
83	7	40	100	43	6
84	0	0	0	0	0
85	6	51	117	19	3
86	0	0	0	0	0
87	20	62	82	13	6
88	0	0	0	0	0
89	0	0	0	0	0
90	5	18	23	12	1
91	5	7	20	12	2
92	18	116	94	16	2
93	4	16	28	3	1
94	7	29	97	63	7
95	2	9	20	7	3
96	6	26	29	6	2
97	3	18	56	28	4
98	2	4	8	1	1
99	4	0	1	1	1
<b>TOTAL POR CLASSE</b>	768	1836	3281	1140	274
<b>TOTAL</b>	<b>7299</b>				

# APÊNDICE B

## IMPACTO DO DG NAS CURVAS DE CARGA DOS CONSUMIDORES CLASSE 5 DE ACORDO COM O APROVEITAMENTO SOLAR.

A Figura VIII.1 apresenta o impacto da curva de geração de 100, 70, 50 e 30% de aproveitamento solar nos dias úteis para o consumidor classe 5 de maneira individualizada.

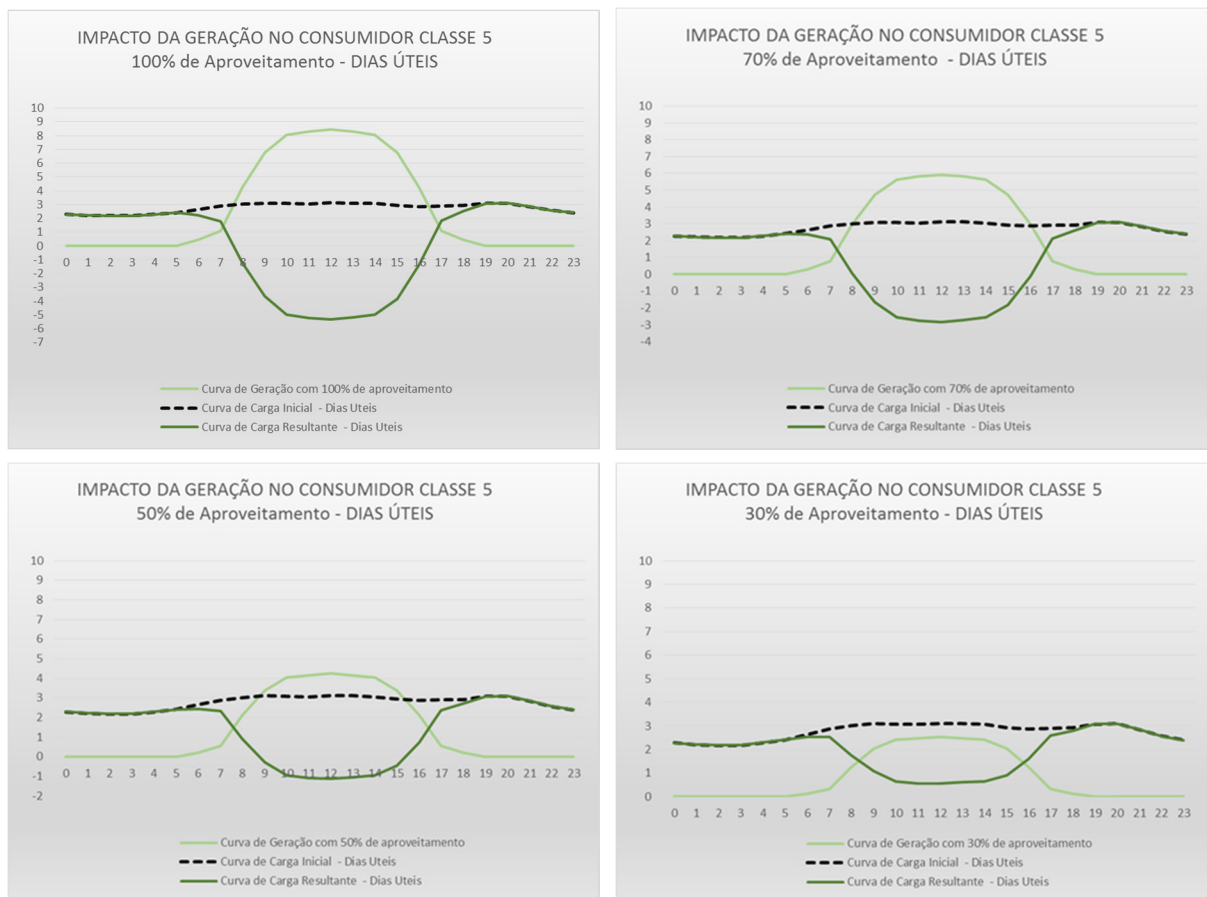


Figura VIII.1 – Impactos dos Cenários de Geração na Perfil de Carga do Consumidor Classe 5 para os Dias Úteis.

A Figura VII.2 apresenta o impacto da curva de geração de 100, 70, 50 e 30% de aproveitamento solar nos dias uteis para o consumidor classe 5 de maneira individualizada.

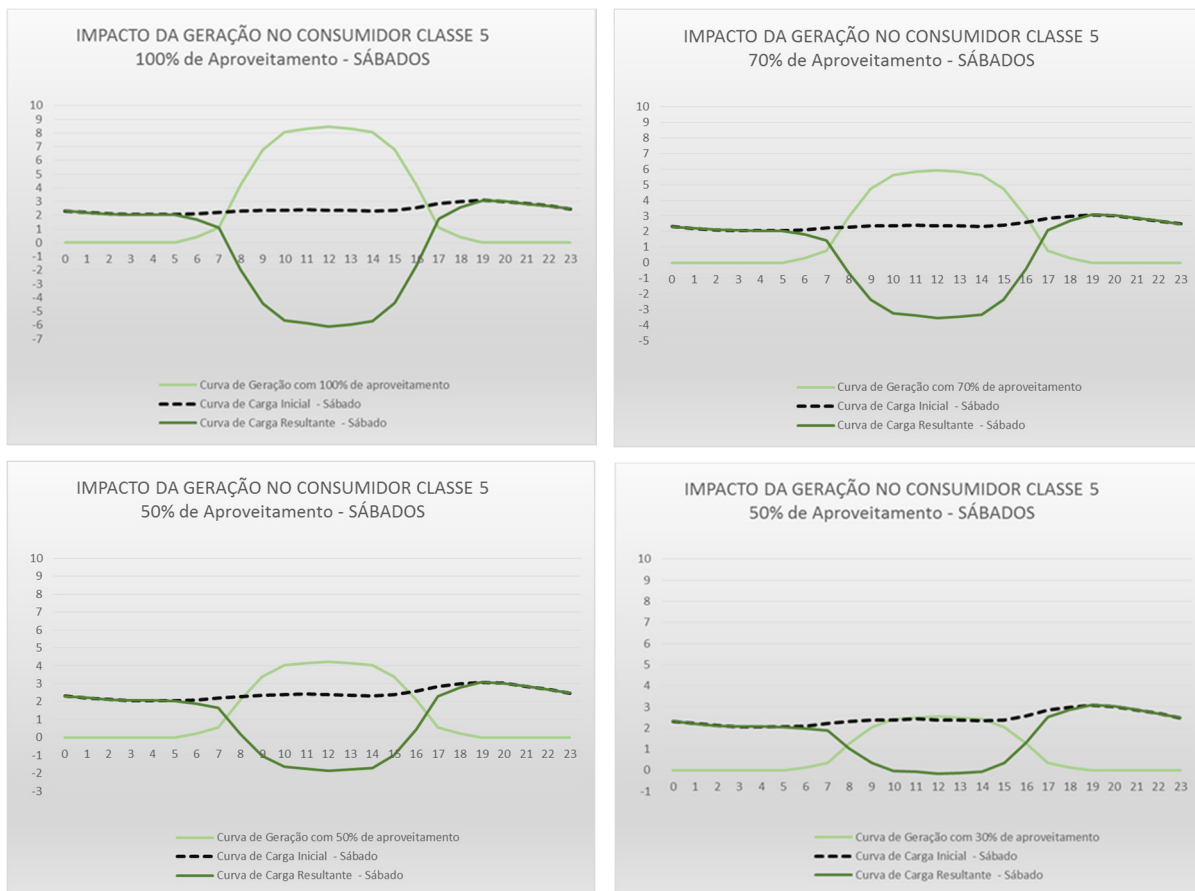


Figura VIII.2 – Impactos dos Cenários de Geração no Perfil de Carga do Consumidor Classe 5 para os Sábados.

As Figura VIII.3 e Figura VIII.4 apresentam o impacto da curva de geração de 100, 70, 50 e 30% de aproveitamento solar nos domingos e feriados para o consumidor classe 5 de maneira individualizada.

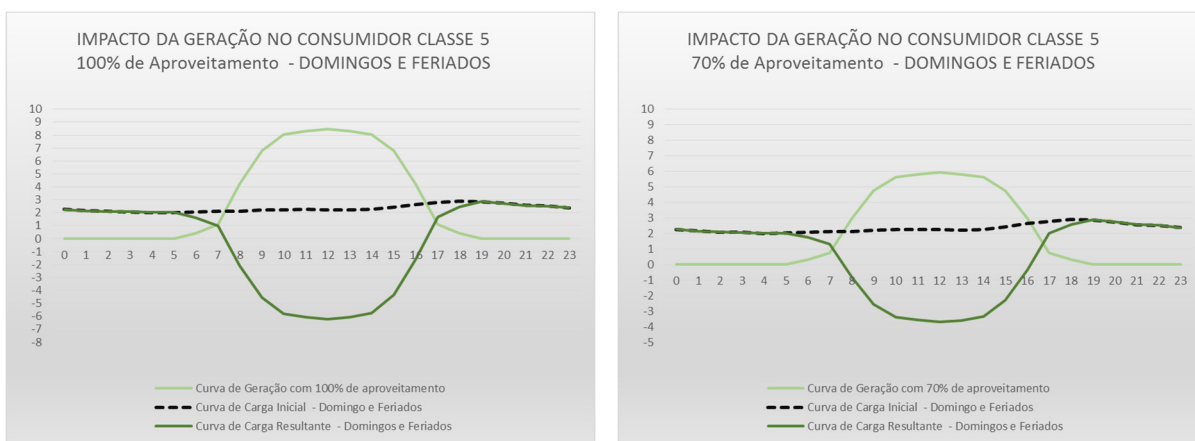
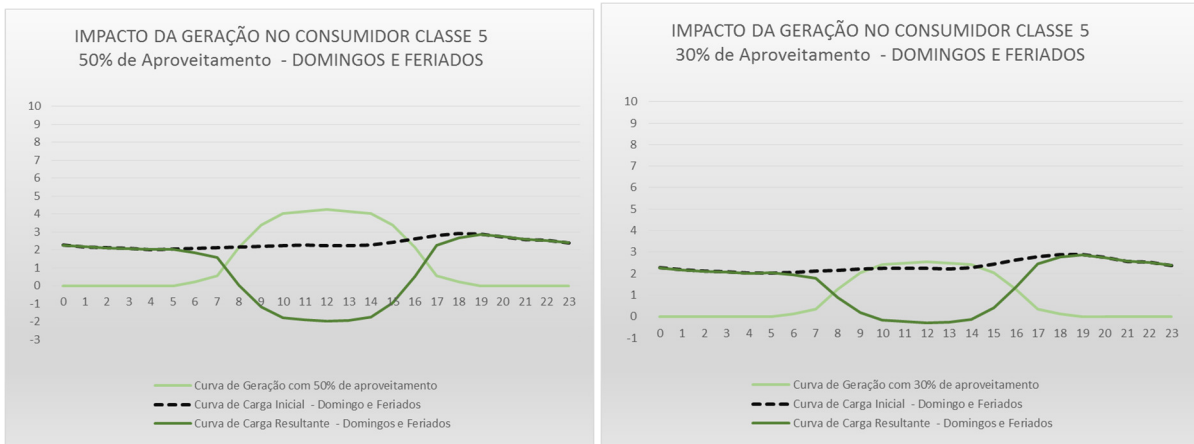


Figura VIII.3 – Impactos dos Cenários de Geração a 100 e 70 % de aproveitamento no Perfil de Carga do Consumidor Classe 5 para os Domingos e Feriados .



*Figura VIII.4 – Impactos dos Cenários de Geração a 50 e 30 % de aproveitamento no Perfil de Carga do Consumidor Classe 5 para os Domingos e Feriados .*