

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

**ESTRATÉGIA PARA O GERENCIAMENTO DO BALANÇO DA
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DE ENERGIA ELÉTRICA
INTEGRADA À EDIFICAÇÃO E VEÍCULOS ELÉTRICOS EM
REDE INTELIGENTE**

ALICE HELENA BITTENCOURT

Dissertação submetida ao Programa de
Pós Graduação de Engenharia Civil da
Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do Grau de
Mestre em Engenharia Civil
Orientador: Prof. Ricardo Rüther,
Ph.D.

Florianópolis
2014

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Bittencourt, Alice Helena
ESTRATÉGIA PARA O GERENCIAMENTO DO BALANÇO DA GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA DE ENERGIA ELÉTRICA INTEGRADA À EDIFICAÇÃO E
VEÍCULOS ELÉTRICOS EM REDE INTELIGENTE / Alice Helena
Bittencourt ; orientador, Ricardo Rüter - Florianópolis,
SC, 2014.
226 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Civil.

Inclui referências

1. Engenharia Civil. 2. Energia Solar Fotovoltaica. 3.
Rede Inteligente de Energia . 4. Veículos Elétricos. I.
Rüter, Ricardo. II. Universidade Federal de Santa
Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil.
III. Título.

Alice Helena Bittencourt

**ESTRATÉGIA PARA O GERENCIAMENTO DO BALANÇO DA
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DE ENERGIA ELÉTRICA
INTEGRADA À EDIFICAÇÃO E VEÍCULOS ELÉTRICOS EM
REDE INTELIGENTE**

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil.

Florianópolis, 29 de agosto de 2014

Prof. Roberto Caldas de Andrade Pinto, Ph.D.
Coordenador do Curso

Prof. Ricardo Rüther, Ph.D.
Orientador

COMISSÃO EXAMINADORA:

Ricardo Rüther, Ph.D. – Moderador
UFSC

José Ripper Kos, Ph.D.
UFSC

Luís Alberto Gómez, Dr.
UFSC

João Tavares Pinho, Dr.
UFPA

*À minha família.
Que o esforço investido neste trabalho se
traduza em orgulho para vocês.*

AGRADECIMENTOS

Ao professor Ricardo R  ther, por suas valiosas indica  es, corre  es e cr  ticas durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas do grupo Fotovoltaica/UFSC.

Ao CNPQ, pelo suporte financeiro concedido ao longo desta disserta  o.

RESUMO

BITTENCOURT, A.H. **Estratégia para o gerenciamento do balanço da geração fotovoltaica de energia elétrica integrada à edificação e veículos elétricos em rede inteligente.** 2014. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. Universidade Federal de Santa Catarina.

O presente trabalho tem como objetivo desenvolver uma metodologia de análise do balanço da geração fotovoltaica de energia elétrica integrada à edificação em redes elétricas inteligentes. Foram analisados cenários nos quais cargas, geradores e dispositivos de armazenamento de energia operam em conjunto, de forma interconectada através de mecanismos de comunicação que possibilitam a interoperabilidade. Esta característica da nova arquitetura das redes de distribuição altera o paradigma tradicional, onde a geração acompanha a evolução do consumo, para uma situação em que o balanço de energia permite acomodar as melhores possibilidades de geração de energia, visando a melhor forma de operação do sistema elétrico.

Para desenvolver este estudo foi analisado um sistema composto por um gerador solar fotovoltaico de 1 MWp que contribui para o abastecimento da edificação onde está inserido, uma frota de veículos elétricos do tipo *plug-in*, que injetam o excedente da energia armazenada em suas baterias na rede elétrica em períodos estrategicamente definidos e controlados pela rede inteligente, e foi analisada a possibilidade de utilizar um gerador a diesel que será acionado em última instância para modular picos de demanda.

Foram definidas fases no decorrer do período de um dia com características particulares de custo de energia da concessionária, disponibilidade de irradiação solar e ociosidade da rede.

O gerenciamento deste sistema visa obter o maior desempenho dos componentes e melhor aproveitamento desta energia, resultando em aumento da confiabilidade do sistema, redução do pico de demanda e melhoria da capacidade da rede para a gestão distribuída de fontes renováveis de energia.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica. Rede Inteligente de Energia. Veículos Elétricos.

ABSTRACT

BITTENCOURT, A.H. **Strategy for managing the balance of photovoltaic power generation integrated to buildings and electric vehicles in a smart grid.** 2014. Master Thesis. Program in Civil Engineering. Federal University of Santa Catarina.

The present work aims to develop a methodology for assessing the balance of the photovoltaic electricity generation integrated onto a building in smart grids. Scenarios were analyzed in which loads, generators and energy storage devices operate together, interconnected by communication mechanisms that enable interoperability. This new architecture feature of the distribution networks changes the traditional paradigm, where energy generation follows the evolution of consumption, to a situation where the power management allows searching best opportunities for power generation, seeking the best way to operate the electrical system.

To develop this study a 1 MWp photovoltaic solar generator was analyzed, which supplies the building, plug-in electric vehicles that will inject the excess energy stored in the batteries on the grid. The possibility of using a diesel generator that will be triggered ultimately to modulate demand peaks was also analyzed.

Stages were defined along the period of one day with particular characteristics of an utility power cost, availability of solar irradiation and idleness of the standard grid.

The system management aims at obtaining the highest performance and better use of this energy, resulting in increased system reliability, reduced peak demand and improvement of grid capacity for distributed management of renewable energy sources.

Keywords: Solar Photovoltaic. Smart Grid. Electric Vehicles.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Participação das fontes de energia: empreendimentos em operação.	26
Figura 2 – Previsão de crescimento do consumo de energia até 2030. .	28
Figura 3 – Capacidade da potência instalada [MW] de 2001 a 2011 e previsão para 2030.	28
Figura 4 – Sistema de transmissão de energia no Brasil.	30
Figura 5 – Produção mundial fotovoltaica entre 2000 e 2013.....	34
Figura 6 – Capacidade de produção mundial fotovoltaica (GW) por região entre 2007 e 2018.	35
Figura 7 – Capacidade fotovoltaica mundial instalada entre 2000 e 2013.	36
Figura 8 – Participação da geração fotovoltaica na matriz elétrica no mundo.....	36
Figura 9 – Curva de aprendizado histórico de preços.	37
Figura 10 – Evolução do custo do sistema fotovoltaica nos EUA.	38
Figura 11 – Evolução do custo do sistema fotovoltaico na Alemanha. .	39
Figura 12 – Custo dos módulos fotovoltaicos nos EUA até 2012.....	40
Figura 13 – Fatores de contribuição da redução de custos dos módulos fotovoltaicos chineses entre 2013 e 2017.....	41
Figura 14 – Gerador FV de 2 kWp integrado ao laboratório Fotovoltaica/UFSC.....	53
Figura 15 - Gerador FV de 750 Wp integrado ao laboratório LSF/USP.	53
Figura 16 - Evolução dos marcos regulatórios brasileiros relacionados à geração distribuída entre 2002 e 2013.....	54
Figura 17 – Edifício sede da Eletrosul – objeto de estudo.	63
Figura 18 – Vista aérea do sistema fotovoltaico de 1 MWp - Megawatt Solar.	64
Figura 19 – Planta superior geral da Eletrosul.	64
Figura 20 – Detalhamento da planta da cobertura da Eletrosul.....	65
Figura 21 – Localização da instalação dos módulos no estacionamento da Eletrosul.....	66
Figura 22 – Detalhamento da forma de instalação dos módulos no estacionamento da Eletrosul.....	66
Figura 23 – Localização da instalação dos módulos no estacionamento da frota de carros da Eletrosul.....	67
Figura 24 – Gerador de 12 kWp – Planta piloto da Eletrosul.....	68
Figura 25 – Disposição dos três subsistemas instalados no projeto piloto da Eletrosul.....	68

Figura 26 – Monitoramento da geração de energia da planta piloto.	69
Figura 27 – Divisão das fases de carregamento de veículos elétricos (G2V), geração solar fotovoltaica (FV) e suporte à rede elétrica pela descarga das baterias dos veículos elétricos (V2G), durante o período de 24 horas.....	71
Figura 28 – Estimativa de geração do gerador FV de 1 MWp durante o ano de 2010.....	76
Figura 29 – Simulação da atuação do gerador a diesel.	85
Figura 30 – Representação do período referente à Fase 1.....	87
Figura 31 – Representação do período referente à Fase 2.....	88
Figura 32 – Representação do período referente à Fase 3.....	89
Figura 33 – Modelo da infraestrutura para conexão de VEs e a possibilidade de realização das operações V2G e G2V.	92
Figura 34 – Estação de carregamento. Modelo de poste do fornecedor General Electric.	92
Figura 35 – Estação de carregamento. Modelo residencial do fornecedor General Electric.	94
Figura 36 – Curva de carga da Unidade Consumidora Eletrosul (12/04/2010).....	98
Figura 37 – Curva de carga da Unidade Consumidora Eletrosul x Curva Geração FV - Fase 1 (12/04/10).....	99
Figura 38 – Curva Resultante da Injeção FV - Fase 1 (12/04/10).....	99
Figura 39 – Curva Resultante (ESUL – FV) + Curva de Injeção dos VEs - Fase 1 (12/04/10).....	101
Figura 40 – Curva Resultante (ESUL – FV – VEs) - Fase 1 (12/04/10).	101
Figura 41 – Comparativo Curvas Demanda ESUL x Resultante (ESUL – FV – VEs) - Fase 1 (12/04/10).....	102
Figura 42 – Consumo de energia da Unidade Consumidora Eletrosul no Horário de Ponta – Fase 2 (12/04/10).	105
Figura 43 – Curva de consumo da Unidade Consumidora Eletrosul x Curva Injeção VEs - Fase 2 (12/04/10).....	105
Figura 44 – Curva Resultante (ESUL – V2G) - Fase 2 (12/04/10).....	106
Figura 45 – Curva de consumo da Unidade Consumidora Eletrosul com o período da madrugada destacado – Fase 3 (12/04/10).	108
Figura 46 – Curva de consumo da Unidade Consumidora Eletrosul no período da madrugada x adição da recarga de VEs (G2V) - Fase 3 (12/04/10).....	109
Figura 47 – Curva Resultante (ESUL + V2G) - Fase 3 (12/04/10).....	110
Figura 48 – Comparativo do Resultado do Balanço de Energia (12/04/2010).....	110

Figura 49 – Curvas características de final de semana (21/08/2010 e 05/06/2010).	112
Figura 50 – Curvas de pico de demanda (11/01/2010, 12/01/2010, 12/02/2010 e 17/02/2010).	113
Figura 51 – Curvas “período crítico” (12/01/2010 e 07/09/2010).	114
Figura 52 – Curvas resultantes após solução para o “período crítico” (12/01/2010 e 07/09/2010).	115
Figura 53 – Curvas com ocorrência de geração FV mínima (19/03/2010, 23/03/2010 e 24/06/2010).	116
Figura 54 – Curvas de instabilidade da geração FV (26/10/2010 e 09/11/2010).	117
Figura 55 – Gerador fotovoltaico de 20,48 kWp instalado na vila de Araras, em Rondônia.	133
Figura 56 – Gerador fotovoltaico de 1,0 MWp instalado em Tauá, Ceará.	134
Figura 57 – Gerador fotovoltaico de 12,3 kWp instalado em IEE/USP, São Paulo.	134
Figura 58 – Gerador fotovoltaico de 3,0 kWp instalado em IEE/USP, São Paulo.	135
Figura 59 – Gerador fotovoltaico de 50,0 kWp instalado na embaixada italiana, Brasília.	135
Figura 60 – Gerador fotovoltaico de 404,8 kWp instalado no Estádio Estadual de Pituaçu, Salvador.	136
Figura 61 – Gerador fotovoltaico de 2,12 kWp instalado no Aeroporto Campo de Marte, São Paulo.	137
Figura 62 – Gerador fotovoltaico de 1,082 MWp instalado em Campinas.	137
Figura 63 – Gerador fotovoltaico de 2,3 kWp instalado em residência particular, Campo Grande.	138
Figura 64 – Gerador fotovoltaico de 11,04 kWp instalado em residência particular, Campo Grande.	138
Figura 65 – Gerador fotovoltaico de 21,06 kWp instalado na Ilha dos Lençóis, Cururupu.	139
Figura 66 – Gerador fotovoltaico de 8,0 kWp instalado em residência particular, Rio de Janeiro.	139
Figura 67 – Gerador fotovoltaico de 2,103 MWp instalado em condomínios residenciais, Juazeiro.	140
Figura 68 – Gerador fotovoltaico de 44,0 kWp instalado no prédio da reitoria do IFRN, Natal.	140
Figura 69 – Gerador fotovoltaico de 8,64 kWp instalado na empresa Elco Engenharia, Curitiba.	141

Figura 70 – Gerador fotovoltaico de 967,0 kWp instalado na Arena Pernambuco, São Lourenço da Mata.	141
Figura 71 – Gerador fotovoltaico de 6,24 kWp instalado em condomínio, Florianópolis.	142
Figura 72 – Gerador fotovoltaico de 153,95 kWp instalado em indústria, São José de Mipibu.	142
Figura 73 – Localização dos módulos de avaliação instalado e módulo de avaliação instalado em Capivari de Baixo/SC.....	143

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Empreendimentos em operação.	26
Tabela 2 - Usinas hidrelétricas despachadas pelo ONS. Horizonte 2012-2017.....	27
Tabela 3 - Cálculo das perdas da rede de transmissão no Brasil.	31
Tabela 4 - Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos – EUA [US\$/Wp].	41
Tabela 5 - Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos no Brasil com a incidência de impostos [US\$/Wp].	42
Tabela 6 - Custo final de investimento em sistemas fotovoltaicos no Brasil [R\$/Wp].	42
Tabela 7 - Indicadores econômicos mundiais e nacionais até 2023 (médias no período).....	43
Tabela 8 - Taxa de crescimento do consumo de energia elétrica e PIB nacionais (médias no período).....	43
Tabela 9 - Sistemas conectados à rede instalados no Brasil até 2014. ...	47
Tabela 10 – Desempenho dos sistemas fotovoltaicos instalados em diferentes regiões do mundo.	52
Tabela 11 – Classificação dos geradores fotovoltaicos conforme destino da energia gerada.....	54
Tabela 12 - Potência dos subsistemas e potência total do gerador de 12 kWp.	69
Tabela 13 – Resumo das características de instalação dos módulos fotovoltaicos do gerador de 12 kWp.	73
Tabela 14 – Resumo das características de instalação dos módulos fotovoltaicos do gerador de 1 MWp.....	73
Tabela 15 – Resultados de simulação da irradiação inclinada dos geradores de 12 kWp e 1 MWp.....	74
Tabela 16 – Relação de parametrização entre os geradores.	75
Tabela 17 – Especificações técnicas dos veículos elétricos.	80
Tabela 18 – Especificações técnicas do veículo elétrico modelo Nissan Leaf.	80
Tabela 19 – Distância média percorrida, conforme idade dos veículos.	81
Tabela 20 – Características do consumidor.....	84
Tabela 21 - Custos da energia e demanda – modalidade horossazonal verde.....	84
Tabela 22 - Definição da prioridade de injeção dos geradores – Fase 1.	90
Tabela 23 – Detalhamento das condições de injeção de energia – Fase 1.	91

Tabela 24 – Estimativa de disponibilidade horária dos VEs para injeção de energia.....	100
Tabela 25 - Parâmetros para cálculo de potência – Fase 2.....	102
Tabela 26 – Injeção de Potência – Fase 2.	103
Tabela 27 – Injeção de Energia – Fase 2.....	104
Tabela 28 – Demanda de potência para a realização da recarga completa dos VEs durante a madrugada – Fase 3.	106
Tabela 29 – Consumo de energia para abastecimento da frota de VEs – Fase 3.	108

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
BIG	Banco de Informações de Geração
BoS	Balance of System
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CGU	Central Geradora Undi-elétrica
ELETROSUL	Centrais Elétricas S.A.
EOL	Central Geradora Eolielétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA	Associação Européia da Indústria Fotovoltaica
FV	Fotovoltaica
G2V	Grid to Vehicle (Rede para Veículo)
GD	Geração Distribuída
IEA	International Energy Agency
IEE	Instituto de Eletrotécnica e Energia
LSF	Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PNE	Plano Nacional de Energia
SIN	Sistema interligado Nacional
SOL	Central Geradora Solar Fotovoltaica
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
UC	Unidade Consumidora
USP	Universidade de São Paulo
UTE	Usina Termelétrica de Energia
UTN	Usina Termonuclear
VE	Veículo Elétrico
V2G	Vehicle to Grid (Veículo para Rede)

LISTA DE UNIDADES

A	ampère
Ah	ampère-horas
ca	corrente alternada
cc	corrente contínua
FC	fator de carga
h	hora
i	corrente
FV	fotovoltaico
kW	quilowatt
kWh	quilowatt-hora
kWp	quilowatt-pico
m	metro
m ²	metro quadrado
MWh	megawatt-hora
R\$	real
S	segundo
V	volt
VA	volt-ampère
W	watt
W/m ²	watt por metro quadrado
Wh	watt-hora
Wp	watt-pico

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	25
1.1. SITUAÇÃO ATUAL DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA.....	25
1.2 EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA NO BRASIL	27
1.3 GERAÇÃO HIDRÁULICA DE ENERGIA.....	29
1.4 TRANSMISSÃO DE ENERGIA	29
2. JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TRABALHO	33
2.1 EVOLUÇÃO DO MERCADO FOTOVOLTAICO	34
2.1.1 Evolução dos custos do sistema fotovoltaico.....	37
2.1.2 Estimativa do Custo de Investimento no Brasil	41
2.2 DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO NO BRASIL	42
2.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	43
3. OBJETIVOS DO TRABALHO	45
3.1 OBJETIVO PRINCIPAL	45
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	45
4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	47
4.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE NO BRASIL	47
4.2 MARCOS REGULATÓRIOS BRASILEIROS RELACIONADOS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	54
4.3 REDE INTELIGENTE – <i>SMART GRID</i>	57
4.4 REDE INTELIGENTE NO BRASIL	59
4.5 VEÍCULOS ELÉTRICOS E FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA.....	59
4.6 SISTEMAS V2G – <i>VEHICLE TO GRID</i>	60
5. PROJETO MEGAWATT SOLAR – ELETROSUL	63
5.1 DETALHAMENTO DA DISTRIBUIÇÃO DAS ÁREAS.....	64
5.2 PLANTA PILOTO ELETROSUL – GERADOR DE 12 kWp..	67
6. METODOLOGIA	71
7. ANÁLISE DO GERADOR FOTOVOLTAICO DE 1 MWp	73
7.1 IRRADIAÇÃO INCIDENTE LOCAL – FLORIANÓPOLIS/SC	74
7.2 ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DO GERADOR DE 1 MWp..	75
8. INTEGRAÇÃO ENTRE VEÍCULOS ELÉTRICOS E FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA	79
8.1 MODELAGEM DA FROTA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS ...	79
9. ANÁLISE DE VIABILIDADE DE UTILIZAÇÃO DE UM GERADOR A DIESEL	83
10. DESENVOLVIMENTO	87

10.1	DEFINIÇÃO DAS FASES.....	87
10.1.1	Definição da Fase 1.....	87
10.1.2	Definição da Fase 2.....	88
10.1.3	Definição da Fase 3.....	88
10.2	BALANÇO DE ENERGIA	89
10.2.1	Balanço de Energia - Fase 1.....	89
10.2.2	Balanço de Energia - Fase 2.....	93
10.2.3	Balanço de Energia - Fase 3.....	94
11.	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES.....	97
11.1	ANÁLISE DE CASO DETALHADA.....	97
11.1.1	Análise de Caso – Simulação da Fase 1	97
11.1.2	Análise de Caso – Simulação da Fase 2	102
11.1.3	Análise de Caso – Simulação da Fase 3	106
11.1.4	Análise de Caso – Resultado do balanço de energia.	110
11.2	ANÁLISE DAS PARTICULARIDADES DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES.....	111
11.2.1	Análise de Caso 1 – Finais de semana.....	111
11.2.2	Análise de Caso 2 – Picos de demanda	112
11.2.3	Análise de Caso 3 – “Período crítico”.....	114
11.2.4	Análise de Caso 4 – Geração FV nula.....	116
11.2.5	Análise de Caso 5 – Instabilidade da geração FV.....	117
12.	CONCLUSÃO	119
	REFERÊNCIAS	123
	APÊNDICES	133
	APÊNDICE A – Geradores Fotovoltaicos Instalados no Brasil....	133
	APÊNDICE B – Simulações 2010 - Curva diária demanda e Curva resultante final após balanço de energia	145
	ANEXO A – Fatura de energia elétrica da Unidade Consumidora Eletrosul referente ao mês de janeiro/2010.....	223
	ANEXO B – Resumo do catálogo da estação de carregamento de veículos elétricos do fornecedor General Electric	225

1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico mundial vem sofrendo mudanças que podem ser percebidas no modo como a energia é produzida, transmitida e consumida. Um dos marcos na reestruturação do setor elétrico é o livre acesso à infraestrutura de transmissão e de distribuição, como mecanismo de incentivo à competitividade, que tem resultado na descentralização da geração de energia elétrica.

No Brasil, a maior parte da geração de energia elétrica é de origem hidráulica, acoplada a um complexo e extenso sistema de transmissão e distribuição, necessário para levar esta energia aos centros consumidores. O racionamento de energia ocorrido no ano de 2001 expôs a fragilidade do sistema de geração no Brasil, abrindo espaço para que a discussão sobre fontes alternativas de energia ganhasse força. Adicionalmente, restrições ambientais dificultam a abertura de novas faixas de linhas de transmissão e construção de usinas de grande porte.

As inovações tecnológicas no setor elétrico, bem como a liberação do mercado, onde o ambiente competitivo possibilitou a aparição de novos agentes constituem as principais vantagens para a disseminação da geração distribuída, aliado ao fato da crescente dificuldade de financiamento das grandes centrais de geração e a preocupação com os impactos ambientais.

A descentralização da geração de energia elétrica tem contribuído para a participação de diferentes tecnologias de geração baseadas em fontes renováveis e não renováveis, como por exemplo, as plantas a gás, centrais hidrelétricas, parques eólicos, plantas de cogeração e os sistemas solares fotovoltaicos (Leão, 2009).

1.1. SITUAÇÃO ATUAL DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Segundo dados do Banco de Informações Gerais da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2014), o Brasil possui em sua totalidade 3.247 empreendimentos em operação, gerando em torno de 129 GW de potência. Os empreendimentos em operação são descritos na Tabela 1, bem como o percentual de participação dos diversos tipos de fontes de energia.

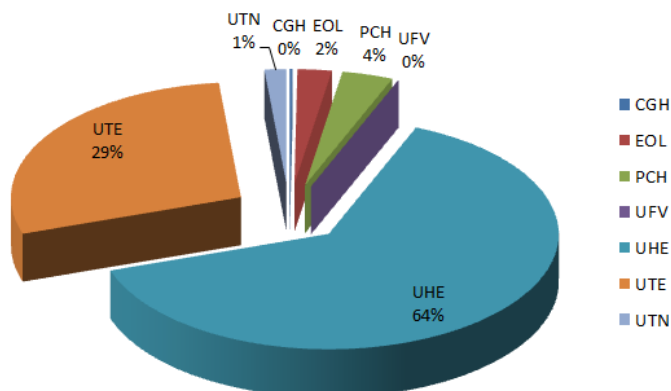
Tabela 1 - Empreendimentos em operação.

Tipo	Quantidade	Potência de operação [kW]	%
CGH	451	277.679	0,21
EOL	151	3.106.190	2,40
PCH	463	4.640.031	3,59
UFV	127	9.933	0,01
UHE	197	82.205.278	63,64
UTE	1.856	36.937.079	28,60
UTN	2	1.990.000	1,54
Total	3.247	129.166.190	100

Fonte: Banco de Informações de Geração, ANEEL, 2014.

De acordo com a Tabela 1, as fontes alternativas de energia possuem uma representatividade pequena na matriz energética brasileira. Os empreendimentos advindos de fontes eólicas correspondem a 2,4% e as usinas solares correspondem a 0,01% da geração de energia. Na Figura 1 é possível verificar claramente a preponderância da geração hidráulica na matriz elétrica brasileira, representada pela soma da geração de energia das usinas hidrelétricas (UHE), das centrais geradoras hidrelétricas (CGH) e pequenas centrais hidrelétricas (PCH), totalizando 67,4% da matriz de energia elétrica nacional.

Figura 1 – Participação das fontes de energia: empreendimentos em operação.



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2014.

De acordo com as previsões do Plano Nacional de Energia 2030, a energia hidráulica seguirá como principal fonte de produção de energia; entretanto sua participação na matriz elétrica deverá cair. A Tabela 2 apresenta a evolução das usinas hidrelétricas despachadas pelo ONS durante o período de 2012 a 2017, de acordo com esse plano.

Tabela 2 - Usinas hidrelétricas despachadas pelo ONS. Horizonte 2012-2017.

ANO	HIDRELÉTRICA [MW]	PERCENTUAL SIN (*)
2012	78.521	71,8%
2013	82.417	68,7%
2014	84.414	67,4%
2015	88.630	67,8%
2016	92.967	67,7%
2017	96.022	68,6%

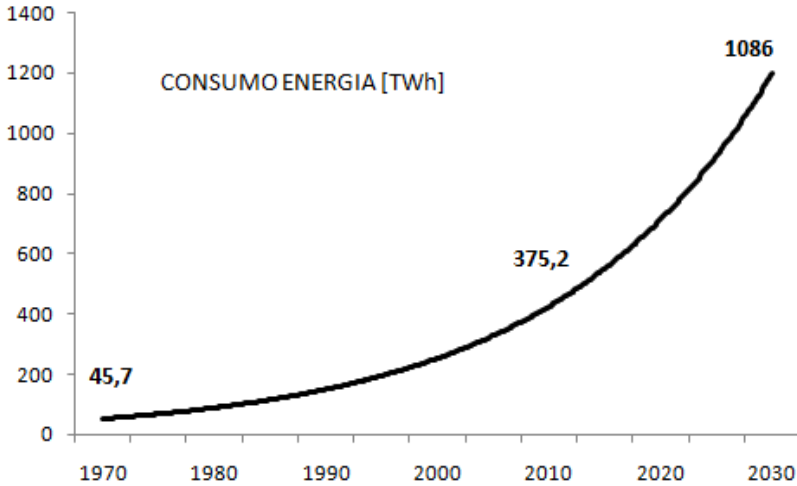
Fonte: Operador Nacional do Sistema, ONS, 2013.

Em contrapartida, a geração térmica (nuclear, gás natural, e carvão mineral) deverá mais que dobrar sua participação, dos atuais 8% para quase 18% no mesmo período. Além disso, as fontes renováveis não hidráulicas também apresentarão crescimento expressivo, passando a responder por cerca de 5% da oferta interna de eletricidade (EPE, 2012).

1.2 EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA NO BRASIL

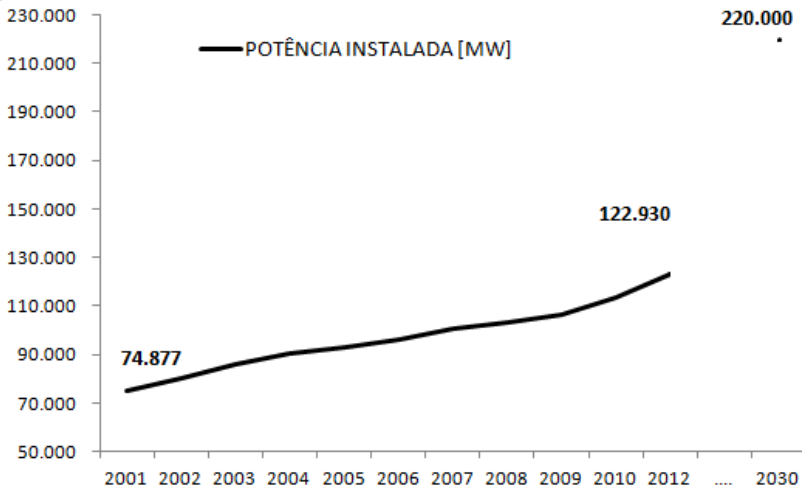
Entre os anos de 2005 e 2030 é projetado um crescimento médio anual da economia nacional de 4,1% e o consumo total de energia elétrica no Brasil se aproximará a 1.086 TWh, conforme apresentado na Figura 2. A Figura 3 apresenta a evolução da capacidade instalada das geradoras de energia no Brasil entre 2001 e 2030, onde é possível observar que a capacidade será dobrada em 20 anos, passando de 114.070 MW em 2011 para 220.000 MW em 2030.

Figura 2 – Previsão de crescimento do consumo de energia até 2030.



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética, EPE, 2007.

Figura 3 – Capacidade da potência instalada [MW] de 2001 a 2011 e previsão para 2030.



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2012.

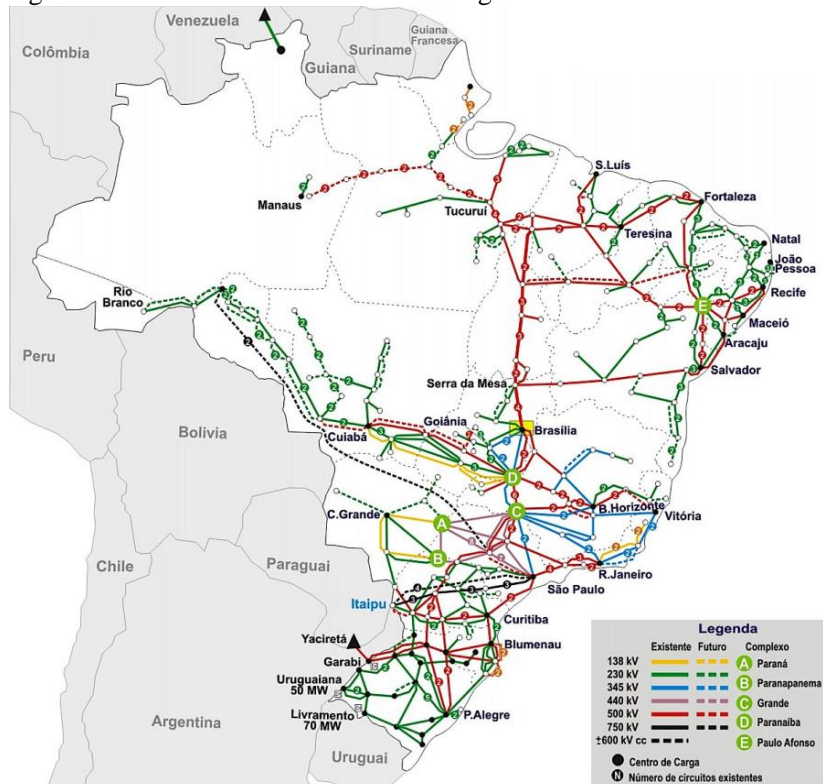
1.3 GERAÇÃO HIDRÁULICA DE ENERGIA

A política energética do Brasil sempre foi pautada pela construção de usinas hidrelétricas devido às características dos recursos naturais disponíveis no país. Contudo, estes empreendimentos hidrelétricos causam impactos socioambientais no território onde operam (LEÃO, 2009). A implantação de uma usina hidrelétrica, principalmente a etapa de formação do reservatório, consiste em uma obra que provoca extensas alterações no meio natural. Este tipo de empreendimento altera o meio ambiente regional, afetando ecossistemas, condições sociais, econômicas e culturais. De acordo com Bermann (2007), as usinas hidrelétricas instaladas no Brasil, correspondem a mais de 34.000 km² de terras inundadas para a formação de reservatórios e na expulsão ou deslocamento de cerca de 200 mil famílias.

1.4 TRANSMISSÃO DE ENERGIA

Devido à grande extensão territorial, o Brasil possui um sistema de transmissão e distribuição bastante complexo e interligado, conforme apresentado na Figura 4. Os grandes potenciais hidrelétricos geralmente são afastados dos grandes centros urbanos, fazendo com que sejam necessários grandes investimentos em linhas de transmissão de energia.

Figura 4 – Sistema de transmissão de energia no Brasil.



Fonte: Operador Nacional do Sistema, ONS, 2012.

De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2011), os índices de perdas no sistema energético observados no Brasil são consideráveis quando comparados aos padrões internacionais. Estas perdas podem ser justificadas pelas características do sistema elétrico nacional, em particular pela dimensão continental do país, associada à predominância de geração hidrelétrica, que resulta em extensos sistemas de transmissão e elevados fluxos energéticos entre as diferentes regiões brasileiras.

De acordo com a ONS (2011), as perdas por transmissão do SIN variam entre 2 a 5% da demanda total. Para o desenvolvimento dos cálculos de perdas mensais é considerada a média percentual de 3% da geração, conforme Tabela 3.

Tabela 3 - Cálculo das perdas da rede de transmissão no Brasil.

Período		Geração média diária [MWh]	Geração média mensal [MWh]	Perdas de Transmissão [MWh] (considerando 3%)
2011	jan	56.376	1.747.648	52.429
	fev	59.039	1.653.083	49.592
	mar	56.759	1.759.533	52.786

Fonte: ONS, 2011

Segundo a Tabela 3, observa-se que durante os primeiros três meses de 2011, a perda média mensal de transmissão ficou em torno de 50 GWh, ou seja, é necessário praticamente um dia inteiro de geração de todo o parque gerador nacional para produzir as perdas mensais referentes à transmissão.

Diante deste cenário, a geração distribuída desponta como uma opção para o setor elétrico, pois a geração ocorre de forma descentralizada, com unidades geradoras de pequeno porte que ocasionam menor impacto ambiental e podem oferecer benefícios aos sistemas de geração, distribuição e transmissão. A energia gerada é entregue diretamente, ou próximo, ao ponto de consumo, reduzindo os elevados custos com as linhas de transmissão bem como as perdas associadas.

2. JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TRABALHO

A disponibilidade de energia com quantidade e qualidade adequadas e a custos competitivos, tem-se constituído em um dos mais importantes pré-requisitos para o desenvolvimento econômico das nações.

A previsão de oferta de energia elétrica aponta a fragilidade e as dificuldades no abastecimento do mercado de energia elétrica para os próximos anos no Brasil. Nesse contexto, a busca por uma maior diversificação da matriz energética nacional seria uma alternativa frente às dificuldades do suprimento energético no país.

De acordo com Jacobson (2008), em torno de 1.700 TW de potência proveniente da energia solar incidem sobre a Terra e, a captura de apenas 1% desta potência seria suficiente para fornecer mais energia do que a necessária para o mundo.

Conforme Rütter et al. (2008), o aumento da utilização das fontes alternativas de energia no Brasil, em especial da energia fotovoltaica, pode favorecer o estabelecimento da geração distribuída, permitindo uma maior diversificação da matriz energética e auxiliando no suprimento dessa crescente demanda. Dada sua localização geográfica, o Brasil é particularmente privilegiado por ter níveis de radiação solar superiores aos dos países desenvolvidos e, portanto, dispõe de grande potencial para o aproveitamento da energia solar. De acordo com Pereira et al. (2006), o Brasil possui excelentes níveis de radiação solar, pois está localizado em uma faixa de latitude na qual a incidência de radiação solar é superior à verificada na maior parte do mundo. Essa característica coloca o país em vantagem em relação aos países industrializados, principalmente para a utilização da energia FV para a geração de energia elétrica em maior escala.

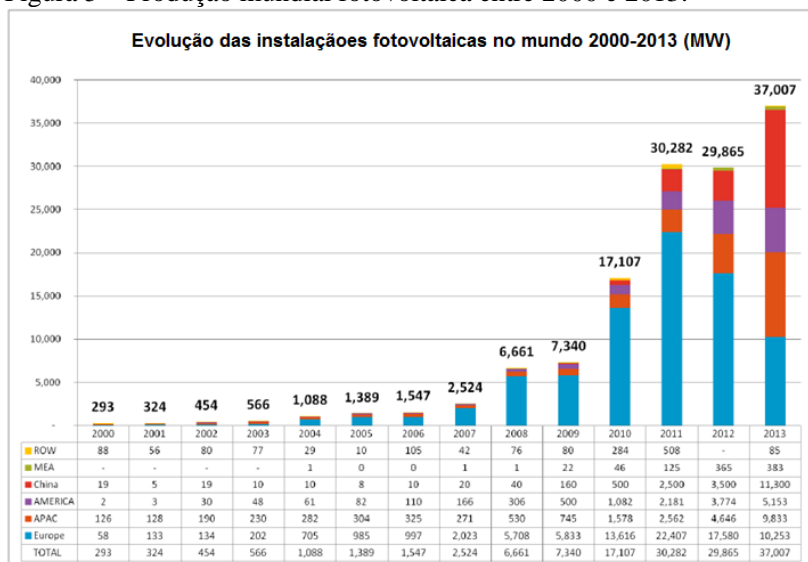
Além disso, o uso intensivo de aparelhos de ar condicionado nos centros urbanos coincide com a maior oferta solar. Dessa forma, a geração FV pode apresentar vantagens à concessionária elétrica local, ao aliviar os picos de consumo na rede, adiando os investimentos envolvidos na construção de centrais elétricas convencionais. Sendo assim, uma planta FV pode ser vista não apenas como uma fonte geradora de energia, mas também como uma planta que aumenta a capacidade da rede elétrica local (JARDIM, 2004).

2.1 EVOLUÇÃO DO MERCADO FOTOVOLTAICO

De acordo com a European Photovoltaic Industry Association – EPIA (2013), desde 2000 a produção de módulos fotovoltaicos vem aumentando a uma taxa de crescimento anual de mais de 52%. O maior crescimento da produção de módulos fotovoltaicos nos últimos cinco anos pode ser observado na Ásia, onde a China e Taiwan juntos representam 60% da produção mundial. A produção de células e módulos está concentrada principalmente na China, com quase 50% da capacidade mundial.

Estima-se que a capacidade mundial de produção de células e módulos de silício cristalino em 2012 era da ordem de 30 GW/ano, chegando a 37 GW em 2013. A Figura 5 mostra a evolução da produção fotovoltaica mundial entre 2000 e 2013.

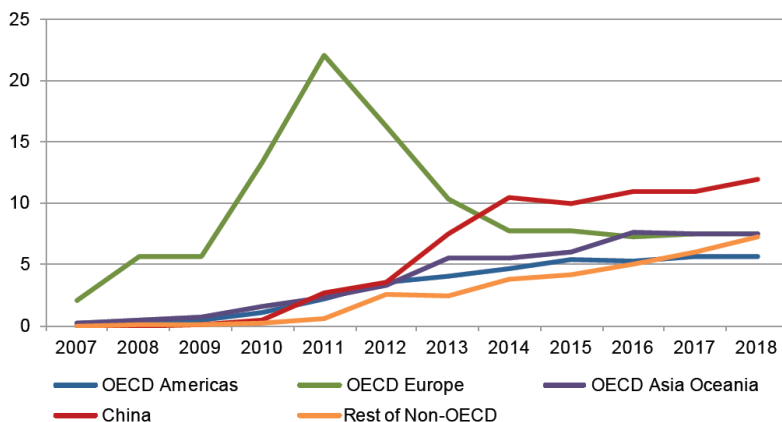
Figura 5 – Produção mundial fotovoltaica entre 2000 e 2013.



Fonte: European Photovoltaic Industry Association, EPIA, 2014.

É possível verificar que após dez anos de liderança da Europa, em 2013 a Ásia passou a ser o continente com maior número de novas instalações fotovoltaicas no mundo. Esta situação deve se manter no futuro, conforme Figura 6.

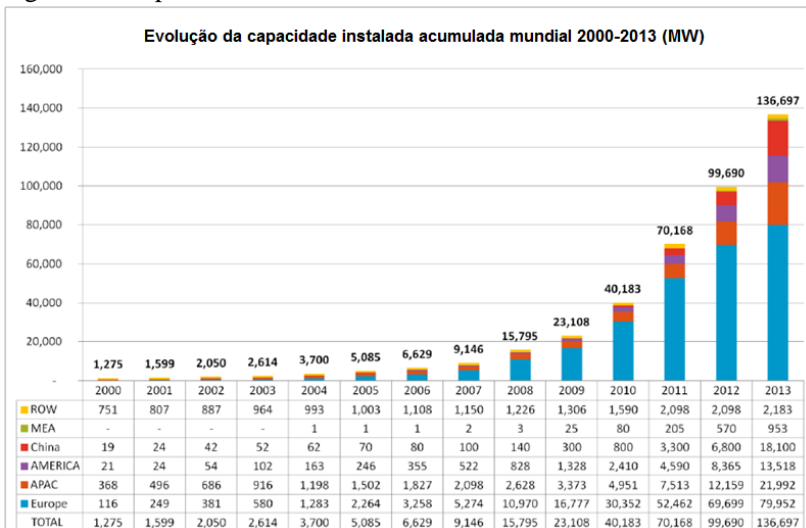
Figura 6 – Capacidade de produção mundial fotovoltaica (GW) por região entre 2007 e 2018.



Fonte: International Energy Agency, EIA, 2013.

Em relação ao mercado, o principal consumidor final da indústria fotovoltaica ainda é a Europa, com uma capacidade instalada de aproximadamente 80 GW. A capacidade instalada acumulada mundial alcançou 136,7 GW ao final de 2013, o que representa um aumento de 35% em relação ao ano anterior (EPIA, 2014). A partir da Figura 7 é possível verificar que em 2010 a capacidade fotovoltaica instalada na Europa representava 75,5% da capacidade mundial e em 2013, sua representatividade passou para 58,5%.

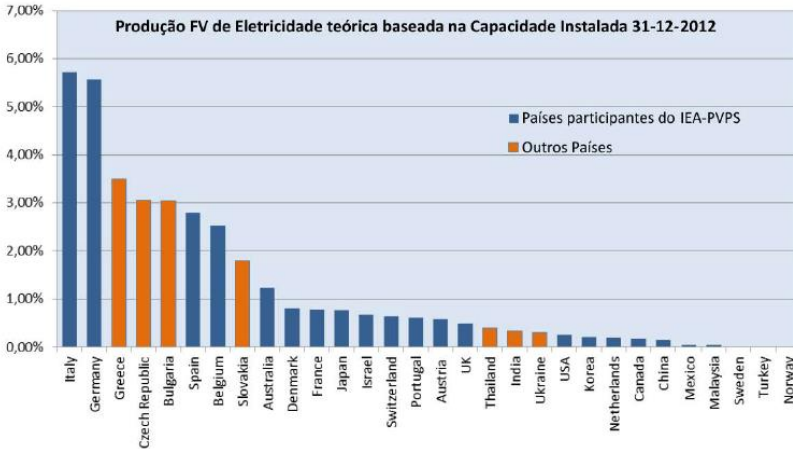
Figura 7 – Capacidade fotovoltaica mundial instalada entre 2000 e 2013.



Fonte: European Photovoltaic Industry Association, EPIA, 2014.

A Figura 8 apresenta a participação da geração fotovoltaica na matriz elétrica nacional em diversos países do mundo.

Figura 8 – Participação da geração fotovoltaica na matriz elétrica no mundo.



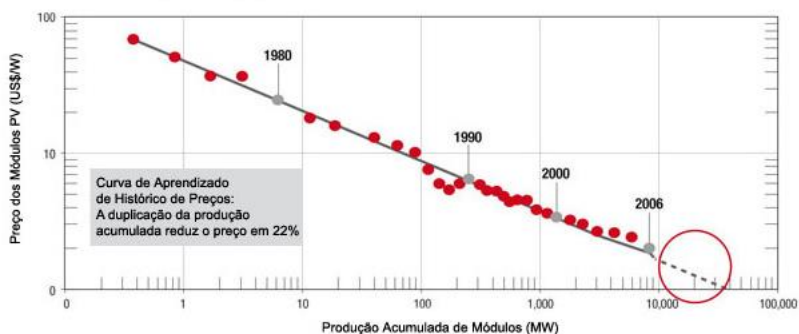
Fonte: International Energy Agency – PVPS, EIA, 2013.

2.1.1 Evolução dos custos do sistema fotovoltaico

O custo de investimento em sistemas fotovoltaicos pode ser decomposto em três itens principais; os módulos fotovoltaicos, o inversor e o “*Balance of the System – BoS*”, que engloba as estruturas mecânicas de sustentação, equipamentos elétricos auxiliares, cabos e conexões e a engenharia necessária para a adequação dos componentes do sistema, assim como custos gerais de instalação e montagem.

Segundo Harmom (2008), as causas da redução dos custos são atribuídas a uma combinação de melhorias na produção, desenvolvimento de produto (inovação e padronização) e redução dos custos de peças e materiais na fabricação. A Figura 9 apresenta uma estimativa de evolução de custos para sistemas fotovoltaicos de grande porte, onde é possível verificar que a redução de preço esperada será superior a 5% ao ano nos próximos dez anos.

Figura 9 – Curva de aprendizado histórico de preços.



Fonte: European Photovoltaic Industry Association, EPIA, 2011.

Graças principalmente ao declínio do preço dos módulos, o preço do conjunto de geração fotovoltaica tem reduzido acentuadamente. Atualmente, os módulos fotovoltaicos respondem por menos de 50% do custo total dos sistemas fotovoltaicos, o inversor por cerca de 10% e o restante atribuído ao BoS. Estima-se que em uma década os módulos responderão por apenas 35-40% do total, enquanto que o BoS responderá por metade do investimento total (SEIA, 2011). Para efeito de análise da competitividade da geração solar fotovoltaica, é importante destacar que o preço dos sistemas depende fortemente da potência da instalação.

De acordo com SEIA (2013), o preço médio do sistema fotovoltaico completo nos EUA teve uma redução de cerca de 33% entre 2011 e 2013, chegando a 3,3 US\$/W, conforme Figura 10.

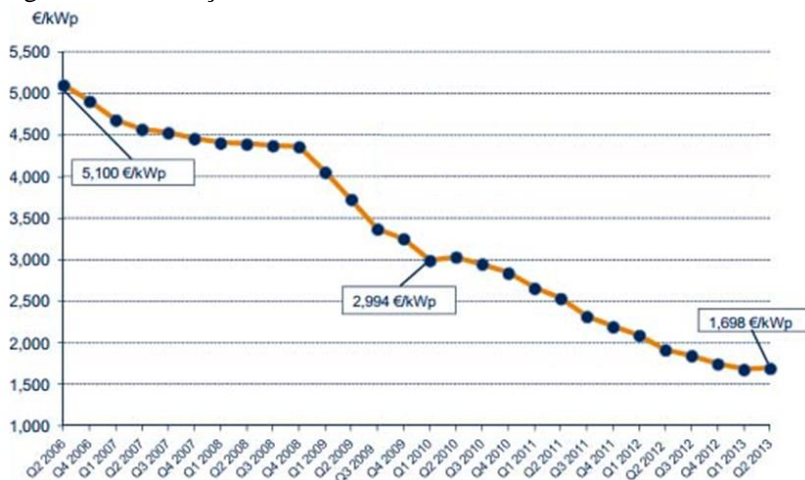
Figura 10 – Evolução do custo do sistema fotovoltaica nos EUA.



Fonte: Solar Energy Industry Association, SEIA, 2014.

De acordo com a Associação da Indústria Solar Alemã (BSW-Solar), em 2013 o preço médio, para sistemas de até 10 kW_p na Alemanha, chegou a €1,69/W_p, representando queda de 67%, se comparado com 2006 (Figura 11).

Figura 11 – Evolução do custo do sistema fotovoltaico na Alemanha.

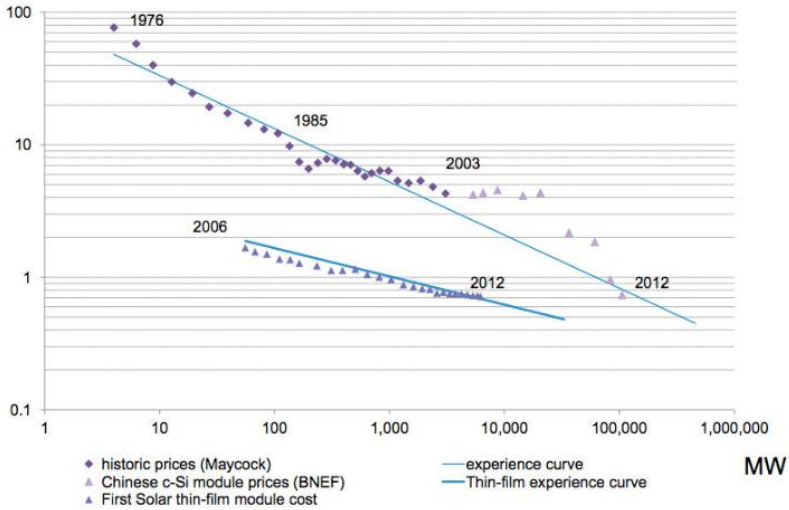


Fonte: BSW-Solar PV. Price Index, 5/2013.

O custo inferior dos sistemas fotovoltaicos na Alemanha deve-se ao fator de escala existente, sendo que a Alemanha possui capacidade instalada 4,2 vezes maior que a dos EUA (EPIA, 2013).

Enquanto o preço do inversor e o custo de BoS têm se mantido relativamente estáveis, os módulos fotovoltaicos vêm apresentando constante redução de preços. De acordo com a GTM Research (2013), o preço médio do painel fotovoltaico diminuiu 60% desde 2011. A Figura 12 apresenta a curva de redução do custo do módulo fotovoltaico nos EUA, onde é possível verificar uma redução de 80% desde 2008 e redução de 20% apenas em 2012.

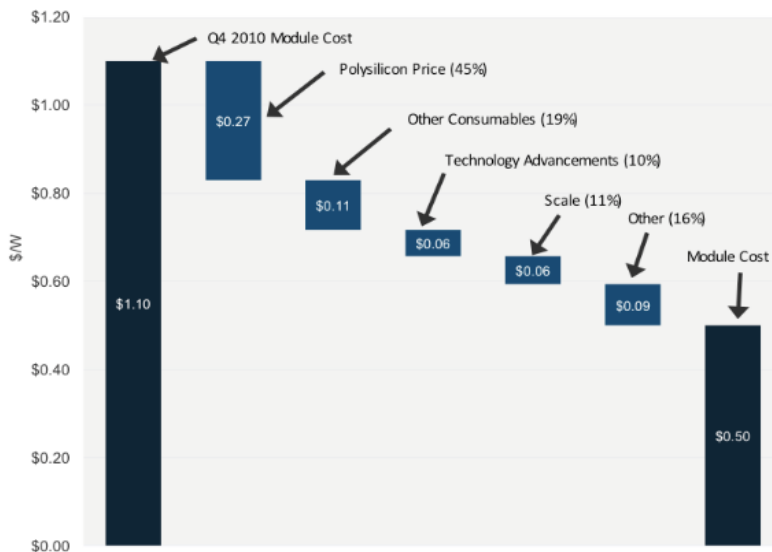
Figura 12 – Custo dos módulos fotovoltaicos nos EUA até 2012.



Fonte: Bloomberg New Energy Finance, 2012. Disponível em: <http://costofsolar.com>.

Uma das razões para a queda nos preços é o aumento da fabricação fotovoltaica em todo o mundo durante os últimos cinco anos, com destaque para a China, que se tornou o maior fornecedor de módulos fotovoltaicos em 2013. De acordo com a GTM Research (2013), Japão e China irão manter a expansão do mercado final fotovoltaico, possibilitando a trajetória de queda dos preços dos módulos fotovoltaicos, chegando a 0,50 US\$/Wp em 2015, conforme Figura 13.

Figura 13 – Fatores de contribuição da redução de custos dos módulos fotovoltaicos chineses entre 2013 e 2017.



Fonte: PV Technology and Cost Outlook, 2013-2017.

2.1.2 Estimativa do Custo de Investimento no Brasil

Para determinar os custos envolvidos do sistema fotovoltaico no Brasil, foram utilizados os dados supracitados do custo fotovoltaico nos EUA de 3,3 US\$/W e a relação de composição de custos, divulgados pela SEIA conforme Tabela 4.

Tabela 4 - Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos – EUA [US\$/W_p].

Custos do sistema fotovoltaico - EUA [US\$/W]			
Módulos (44%)	Inversores (7%)	Instalação e montagem (49%)	TOTAL
1,45	0,23	1,62	3,30

Fonte: Solar Energy Industry Association, SEIA, 2014.

Para adaptar ao Brasil os custos internacionais descritos no item anterior, deve ser considerada a incidência de impostos, tais como: imposto de importação, IPI, ICMS, PIS e COFINS. A partir de

informações do Grupo Setorial Fotovoltaico da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE, constata-se que este custo extra seria da ordem de 30 a 35% a cima do custo dos valores de referência internacionais. Para efeitos de cálculo, foi considerada uma incidência de impostos da ordem de 32,5%, conforme Tabela 5.

Tabela 5 - Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos no Brasil com a incidência de impostos [US\$/Wp].

Custos do sistema fotovoltaico - Incidência de Impostos [US\$/W]			
Módulos (44%)	Inversores (7%)	Instalação e montagem (49%)	TOTAL
1,92	0,31	2,14	4,37

Fonte: Adaptado de Solar Energy Industry Association, SEIA, 2014.

Nessas condições, e considerando ainda a taxa de cambio de US\$ 1,00 = R\$ 2,30, estabeleceu-se o quadro referencial dos custos de investimento em sistemas de geração fotovoltaica no Brasil utilizado nesta análise, conforme apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 - Custo final de investimento em sistemas fotovoltaicos no Brasil [R\$/Wp].

Custos do sistema fotovoltaico - Brasil [R\$/W]			
Módulos (44%)	Inversores (7%)	Instalação e montagem (49%)	TOTAL
4,42	0,70	4,93	10,06

Fonte: Adaptado Solar Energy Industry Association, SEIA, 2014.

2.2 DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO NO BRASIL

Um dos principais entraves para um maior crescimento econômico brasileiro são os gargalos de infraestrutura que, de certa forma, limitam a produtividade da economia brasileira bem como a competitividade de seus produtos no mercado externo. Contudo, a intensificação de leilões de concessões em infraestrutura do sistema elétrico, que ocorreu em 2013, representa maiores investimentos no setor. Tal fato impulsionar a taxa de investimento e a produtividade brasileira, o que proporciona um crescimento de médio e longo prazo mais forte e sustentável. Levando-se em conta o cenário descrito, espera-se que a economia brasileira cresça nos próximos dez anos a uma taxa média de 4,5% a.a., enquanto o mundo crescerá, no mesmo

período, a 3,8% a.a. A evolução, por quinquênio, do crescimento econômico mundial e nacional é apresentada na Tabela 7 (EPE, 2014).

Tabela 7 - Indicadores econômicos mundiais e nacionais até 2023 (médias no período).

Indicadores Econômicos (% a.a.)	Histórico		Projeção	
	2003-2007	2008-2012	2014-2018	2019-2023
PIB Mundial	4,7%	2,9%	3,8%	3,8%
Comércio Mundial	8,2%	2,8%	5,4%	5,3%
PIB Nacional	4,0%	3,1%	4,1%	4,5%

Fontes: IBGE e FMI (dados históricos) e EPE (projeções), 2014.

A Tabela 8 apresenta a projeção da taxa de consumo de energia elétrica e o PIB nacionais entre o período de 2013 a 2023. Além disso, é apresentada a elasticidade-renda resultante, ou seja, a relação entre o crescimento econômico e o consumo de energia elétrica. A elasticidade-renda tende a assumir valores superiores para cenários econômicos de menor crescimento do PIB e valores inferiores para cenários de maior expansão da economia.

Tabela 8 - Taxa de crescimento do consumo de energia elétrica e PIB nacionais (médias no período).

Período	Consumo ($\Delta\%$ a.a.)	PIB ($\Delta\%$ a.a.)	Elasticidade
2013 - 2018	4,5	4,1	1,10
2018 - 2023	4,1	4,5	0,90
2013 - 2023	4,3	4,3	1,00

Fontes: EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2014.

De acordo com a EPE (2014), o consumo de energia elétrica no país deve crescer 4,3%, em média, nos próximos dez anos, atingindo 781,7 TWh em 2023.

2.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

De acordo com Jacobson et al. (2010), a mudança climática, a poluição e a insegurança energética estão entre os grandes problemas da atualidade, e enfrentar estes problemas requer grandes mudanças na matriz energética brasileira. Uma possível solução para estes problemas

é a conversão em larga escala da matriz de energia elétrica em uma matriz limpa, com fonte de energia confiável a baixo custo.

Por muitos anos o setor elétrico teve como modelo uma geração centralizada, com a energia transmitida de grandes centrais de geração aos centros de carga por linhas de transmissão e entregue aos consumidores através de uma infraestrutura de distribuição passiva. Com a reestruturação do setor elétrico, os investimentos em grandes usinas de geração diminuíram e o modelo baseado em grandes usinas com fluxo de energia unidirecional está em processo de mudança, com a inclusão da geração distribuída na média e na baixa tensão (JIMENEZ, 2006).

A descentralização da geração de energia elétrica tem contribuído para a participação de diferentes tecnologias de geração baseadas em fontes renováveis e não renováveis, como plantas a gás, centrais hidrelétricas, parques eólicos, plantas de cogeração e sistemas fotovoltaicos. Dentre as vantagens deste tipo de geração destacam-se o uso de espaços existentes; geração próxima ao ponto de consumo, eliminando perdas por transmissão e distribuição de energia elétrica; não requer instalações de infraestrutura adicionais, pois os painéis FV podem ser também utilizados como material de revestimento arquitetônico, favorecendo assim a imagem ecológica do projeto, já que produz energia limpa e de fonte virtualmente inesgotável (RÜTHER, 2004). De acordo com Leão (2009), com a consolidação da geração distribuída em um mercado livre de energia elétrica, um novo modelo de geração deverá surgir, onde coexistirão geração centralizada e descentralizada de energia. Um grande número de pequenos e médios produtores de energia elétrica com tecnologias baseadas em fontes renováveis de energia deverá ser integrado à rede elétrica. O mercado de energia deverá fazer uso pleno tanto de grandes produtores centralizados quanto de pequenos produtores distribuídos e usuários terão geração própria tornando-se ambos, produtores e consumidores de energia elétrica.

3. OBJETIVOS DO TRABALHO

3.1 OBJETIVO PRINCIPAL

Este estudo tem como objetivo simular e avaliar diferentes cenários e definir uma estratégia para o gerenciamento do balanço de energia elétrica entre um gerador fotovoltaico, veículos elétricos do tipo *plug-in* e carga consumidora definidos em uma rede inteligente, levando em consideração características horárias de irradiação solar, custo e disponibilidade da rede elétrica.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Avaliar a disponibilidade do recurso solar e os custos da energia convencional para o consumidor final ao longo do dia.

Estimar o potencial horário de geração de um gerador fotovoltaico de 1 MWp integrado à edificação urbana objeto de estudo.

Analisar o perfil de consumo e a curva de carga da edificação em que este gerador está inserido.

Avaliar o potencial e o impacto que uma frota de veículos elétricos teria no sistema elétrico ao atuar como gerador distribuído.

4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A utilização dos geradores FV estrategicamente localizados no sistema de distribuição pode resultar em grandes vantagens ao setor elétrico. Atualmente isso ocorre principalmente nas áreas comerciais onde muitas vezes existe uma coincidência entre o pico de geração FV e de demanda energética. A utilização da energia FV nesses centros poderia auxiliar na redução do pico de demanda, diminuindo a sobrecarga da rede. Sendo assim, uma planta FV pode ser vista não apenas como uma fonte geradora de energia, mas também, e principalmente, como uma planta que aumenta a capacidade da rede elétrica local (JARDIM, 2003). Segundo Oliveira et al. (2001), quando comparada ao desempenho de sistemas FV conectados à rede no Brasil com o desempenho de outros sistemas instalados em diferentes lugares do mundo, observa-se que as condições climáticas do Brasil são favoráveis para este tipo de sistema.

4.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE NO BRASIL

De acordo com o Banco de Informações de Geração da ANEEL (2014), o Brasil possui 127 usinas fotovoltaicas instaladas, totalizando uma capacidade de geração de 9.932,91 kWp. Esta capacidade de geração representa um grande avanço, tendo em vista que até 2009, o Brasil possuía 35 empreendimentos em operação, totalizando potência operacional de 161,32 kWp. A Tabela 9 relaciona estes sistemas e apresenta dados de potência instalada, classificação do destino da energia e localidade.

Tabela 9 - Sistemas conectados à rede instalados no Brasil até 2014.

	Usina	Potência (kW)	Destino da Energia	Município
1	Araras - RO	20,48	REG	Nova Mamoré - RO
2	Tauá	1.000	REG	Tauá - CE
3	IEE	12,26	REG	São Paulo - SP
4	UFV IEE/Estacionamento	3	REG	São Paulo - SP
5	Embaixada Italiana Brasília	50	REG	Brasília - DF
6	PV Beta Test Site	1,7	REG	Barueri - SP

7	Pituaçu Solar	404,8	REG	Salvador - BA
8	Aeroporto Campo de Marte	2,12	REG	São Paulo - SP
9	Tanquinho	1.082	REG	Campinas - SP
10	Silva Neto I	1,7	REG	Florianópolis - SC
11	PGM	6,58	REG-RN482	Uberlândia - MG
12	Solaris	1,04	REG	Leme - SP
13	Ilha Grande	30,87	REG	Humberto de Campos - MA
14	Volpato	0,46	REG	Curitiba - PR
15	Ilto Antonio Martins	2,3	REG-RN482	Campo Grande - MS
16	Hiran Sebastião Meneguelli Filho	2,3	REG-RN482	Campo Grande - MS
17	João Eudes Meireles da Silva	2,3	REG-RN482	Campo Grande - MS
18	Ricardo Marcelino Santana	2,3	REG-RN482	Campo Grande - MS
19	José Rizkallah Júnior	2,3	REG-RN482	Campo Grande - MS
20	Lúcio Dodero Reis	11,04	REG-RN482	Campo Grande - MS
21	Eros Roberto Grau	22,03	REG-RN482	Tiradentes - MG
22	Pedro Bernardes Neto	29,6	REG-RN482	Uberlândia - MG
23	João Bosco de Almeida	3,48	REG-RN482	Camargibe - PE
24	Helena Guimarães de Rezende	2,12	REG-RN482	Uberlândia - MG
25	Tecidos Miramontes	3,29	REG-RN482	Uberlândia - MG
26	Marco Aurélio Soares Martins	26,9	REG-RN482	Nova Lima - MG
27	Danilo Maximiliano Marcon	3,12	REG-RN482	Andradas - MG
28	Eduardo Carvalhaes Nobre	3,57	REG-RN482	Brumadinho - MG
29	Algar Telecom	3,29	REG-RN482	Uberlândia - MG
30	Sistema Híbrido de Geração de Energia Elétrica da Ilha dos Lençóis Parte 2	21,06	REG	Cururupu - MA
31	Isabelle de Loys	1,6	REG-RN482	Rio de Janeiro - RJ
32	Ana Portilho	2	REG-RN482	Rio de Janeiro - RJ
33	Sandra Nunes	8	REG-RN482	Rio de Janeiro - RJ
34	Luíz Otávio Felício Marques	2,5	REG-RN482	Fortaleza - CE
35	Paulo Bormann Zero	12,6	REG-RN482	Rio de Janeiro - RJ

36	Francisco Almir Miranda	2,3	REG-RN482	Campo Grande - MS
37	Eloy Vargas	2,3	REG-RN482	Corumbá - MS
38	Rubenilton Gonçalves	2,4	REG-RN482	Lauro de Freitas - BA
39	Elayne de Amorim Dias	5,06	REG-RN482	Rio de Janeiro - RJ
40	Sol Moradas Salitre e Rodeadouro	2.103	REG	Juazeiro - BA
41	Seltec Soluções Elétricas e Tecnológicas	3,5	REG-RN482	Teófilo Otoni - MG
42	Mauro de Oliveira Cavalcante	3,22	REG-RN482	Campo Grande - MS
43	Metalnox	11,52	REG-RN482	Fortaleza - CE
44	Greenpeace Brasil	2,8	REG-RN482	São Paulo - SP
45	Mario de Souza Miranda	2,4	REG-RN482	Fortaleza - CE
46	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte (Reitoria)	44	REG-RN482	Natal - RN
47	Paulo Sérgio de Moraes	2,6	REG-RN482	Natal - RN
48	José Ivanildo de Oliveira	5	REG-RN482	Natal - RN
49	Eduardo de Araújo Gomes	2	REG-RN482	Pinhais - PR
50	Elco	8,64	REG-RN482	Curitiba - PR
51	Senai	2	REG-RN482	Curitiba - PR
52	Getúlio Hoffmann de Oliveira	2,16	REG-RN482	Sapucaia do Sul - RS
53	Johannes Kissel	0,24	REG-RN482	Cachoeiras de Macacu - RJ
54	Valéria Santos	2	REG-RN482	Serra - ES
55	Arena Pernambuco	967	REG-RN482	São Lourenço da Mata - PE
56	IMT Sistema Híbrido Parte 2	0,26	REG	Boituva - SP
57	Antonio Carlos Nascimento	4,08	REG-RN482	Bauru - SP
58	Cabral & Klein Clínica Médica e de Psicologia	2,4	REG-RN482	Campo Grande - MS
59	Nelson Paulo	3	REG-RN482	Cascavel - PR
60	Master Solar	1	REG-RN482	Cascavel - PR
61	Antônio Carlos Lellis	4,8	REG-RN482	Pompéu - MG
62	Guederson Andrei Maciel	1,1	REG-RN482	Arroio do Meio - RS

63	Cires Canisio Pereira	2,12	REG-RN482	Uberlândia - MG
64	Simone Araújo	1,23	REG-RN482	Maracanaú - CE
65	Carlos Alberto Biesuz	3,8	REG-RN482	Concórdia - SC
66	Luiz Augusto Marchi	6,24	REG-RN482	Florianópolis - SC
67	Péricles de Freitas Druck	2,45	REG-RN482	Florianópolis - SC
68	Escola Estadual de Ensino Básico Roberto Schutz	6,2	REG-RN482	Rancho Queimado - SC
69	Bruver CRC Consultoria Representação e Comércio Ltda	2,5	REG-RN482	Criciúma - SC
70	Marcelo Colle	1,5	REG-RN482	Videira - SC
71	Prefeitura de Rancharia	2	REG-RN482	Rancharia - SP
72	Prefeitura de Urussanga	1,41	REG-RN482	Urussanga - SC
73	Leila Maria Fróes	3,06	REG-RN482	Ribeirão Preto - SP
74	Paulo Cezar Coelho Tavares	5,39	REG-RN482	Campinas - SP
75	Paulo Sérgio Pinto	7,35	REG-RN482	Campinas - SP
76	Fuvantes	2,3	REG-RN482	Lajeado - RS
77	Mônica Fantin	3,06	REG-RN482	Florianópolis - SC
78	Márcia Duarte Eschholz	2,8	REG-RN482	Florianópolis - SC
79	Anália Susana Córdoba	1,96	REG-RN482	Florianópolis - SC
80	Indústria Becker	153,95	REG-RN482	São José de Mipibu - RN
81	Rodrigo Jerônimo de Araújo	7	REG-RN482	Natal - RN
82	Zélio Gonçalves	4,4	REG-RN482	Salvador - BA
83	Valdineize Ribeiro Duarte	1,61	REG-RN482	Serra - ES
84	Adelar Antonio Gattermann Junior	1,5	REG-RN482	Ponta Grossa - PR
85	Adelino Raul Casaril	1,5	REG-RN482	Ponta Grossa - PR
86	Tarcizio Meurer	2	REG-RN482	Francisco Beltrão - PR
87	João Jair Roma	5,76	REG-RN482	Itu - SP
88	Nova Aurora	3.068,23	REG	Tubarão - SC
89	Sérgio Duarte	2,9	REG-RN482	Belo Horizonte - MG
90	Escola Municipal Paulo Freire	4,8	REG-RN482	Armação de Búzios - RJ
91	Escola Municipal Darcy	4,8	REG-RN482	Armação de Búzios -

	Ribeiro			RJ
92	Escola Municipal Nicomedes Vieira	4,8	REG-RN482	Armação de Búzios - RJ
93	Mateus Afonso Chaves	2,08	REG-RN482	Resende - RJ
94	Luiz Alberto Garcia	19,27	REG-RN482	Uberlândia - MG
95	Flavio Malagoli Buiatti	2,12	REG-RN482	Uberlândia - MG
96	Marcelo Francisco Cenni	5,39	REG-RN482	Belo Horizonte - MG
97	Instituto Vigotski Educação Cultura	2,12	REG-RN482	Uberlândia - MG
98	Daniel Augusto Lopes Secches	1,5	REG-RN482	São José dos Campos - SP
99	Carlos Eduardo Tiusso	2,82	REG-RN482	Brasília - DF
100	Daniel Giovanni Ferronato	0,5	REG-RN482	Lajeado - RS
101	Alex Paulo Mottin	1	REG-RN482	Lajeado - RS
102	Stephane Peree	3	REG-RN482	Salvador - BA
103	Carlos Charack Linhares	3	REG-RN482	Curitiba - PR
104	Roni Carlos Temp	1,5	REG-RN482	Foz do Iguaçu - PR
105	Giuseppe Valicenti	1,92	REG-RN482	Campo Grande - MS
106	Jeremias Demito	13	REG-RN482	Araguaína - TO
107	Maria Candida de Oliveira	0,72	REG-RN482	Campo Grande - MS
108	Elias Biz	1,41	REG-RN482	Urussanga - SC
109	Durval Sombini Filho	10,3	REG-RN482	Indaiatuba - SP
110	Complexo Maracanã Entretimento	360	REG-RN482	Rio de Janeiro - RJ
111	Carlos Henrique Medeiros Senna	4	REG-RN482	Rio de Janeiro - RJ
112	Frontera Gestão e Comércio Internacional	3,12	REG-RN482	Eusébio - CE
113	João Cláudio Torres Saraiva	3,18	REG-RN482	Eusébio - CE
114	Edmar Teixeira Guimarães	0,46	REG-RN482	Belo Horizonte - MG
115	Euler Carvalho Cruz	2,88	não identificado	Belo Horizonte - MG
116	Guisepe Sarti Rangel	2,3	REG-RN482	Sete Lagoas - MG
117	Pedro Pedron	3,12	REG-RN482	não identificado
118	SPAventura Hotelaria e Eventos	38,64	REG-RN482	Ibiúna - SP
119	Estância Hidromineral Santa	28,8	REG-RN482	Rancho Queimado -

	Rita de Cássia			SC
120	Associação Jorge Lacerda	66,52	REG-RN482	Capivari de Baixo - SC
121	Eco Sistema de Paisagismo	3,5	REG-RN482	Aquiraz - CE
122	Pousada Brasita	2,88	REG-RN482	Caucaia - CE
123	EIM	18,7	REG-RN482	Fortaleza - CE
124	José Eduardo da Silva Alves	2,45	REG-RN482	Jaguaribe - CE
125	Nord Electric	5	REG-RN482	Chapecó - SC
126	Associação Antônio Vieira	20	REG-RN482	Florianópolis - SC
127	Zélia de Azevedo Sampaio	1,6	REG-RN482	Rio de Janeiro - RJ
	Total: 127 Usina(s)	Potência Total: 9.932,91 kW		

Fonte: ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração, 2014.

No Apêndice A são apresentadas imagens e principais características de alguns destes sistemas. Os sistemas fotovoltaicos selecionados apresentam características particulares quanto ao tipo de instalação e potência instalada.

Comparados com sistemas instalados em outros países, os sistemas FV brasileiros mostram bom desempenho. O fator de desempenho, ou seja, a relação entre a energia gerada e a potência instalada é consideravelmente maior nos sistemas brasileiros (Tabela 10).

Tabela 10 – Desempenho dos sistemas fotovoltaicos instalados em diferentes regiões do mundo.

Sistema	Desempenho [kWh/kWp]
SerrePh Plant, Italy	1.183
Austin, Texas USA	1.221
Field test project, Japan	896
Labsolar UFSC, Brazil	1.300
Vacaville, California, USA	972
Pittsburg, Pennsylvania, USA	727
LSF USP, Brazil	1.429

Fonte: Oliveira *et. al.* (2001).

Os geradores FV destacados na Tabela 10 referem-se ao gerador de 2 kWp integrado ao laboratório Labsolar/UFSC em funcionamento

desde 1997 (Figura 14) e o gerador de 750 Wp instalado no laboratório de sistemas fotovoltaicos LSF/USP (Figura 15), em funcionamento durante o período de 1998 a 2000.

Figura 14 – Gerador FV de 2 kWp integrado ao laboratório Fotovoltaica/UFSC.



Fonte: fotovoltaica.ufsc. Disponível em: <http://www.fotovoltaica.ufsc.br/>.

Figura 15 - Gerador FV de 750 Wp integrado ao laboratório LSF/USP.



Fonte: Oliveira, 2010.

4.2 MARCOS REGULATÓRIOS BRASILEIROS RELACIONADOS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Os geradores fotovoltaicos apresentados na Tabela 9 são classificados de acordo com o destino da energia gerada, conforme apresentado na Tabela 11.

Tabela 11 – Classificação dos geradores fotovoltaicos conforme destino da energia gerada.

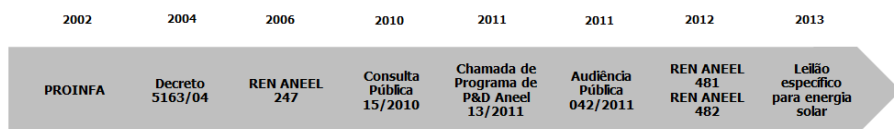
APE	Autoprodução de Energia
APE-COM	Autoprodução c/ Comerc. de Excedente
COM	Comercialização de Energia
PIE	Produção Independente de Energia
REG	Registro
REG-RN482	Registro mini/micro Geradores RN482/2012
SP	Serviço Público

Fonte: ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração, 2013.

Dentre as 127 usinas fotovoltaicas instaladas, 109 são enquadradas no “Registro mini/micro Geradores RN 482/2012” e 17 são enquadradas como “REG”. Ou seja, em torno de 85% das usinas fotovoltaicas se enquadram na Resolução Normativa 482, homologada pela ANEEL em abril de 2012, que define os conceitos de microgeração e minigeração distribuída e o sistema de compensação de energia. Essa resolução regulamenta e viabiliza a conexão de sistemas de geração fotovoltaica de pequeno porte à rede de distribuição.

A Figura 16 apresenta a evolução dos marcos regulatórios brasileiros relacionados à geração distribuída de energia nos últimos anos.

Figura 16 - Evolução dos marcos regulatórios brasileiros relacionados à geração distribuída entre 2002 e 2013.



Com o intuito de promover a diversificação da matriz energética brasileira, em 2002 foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por produtores independentes autônomos, concebidos com base em fonte eólica, PCH e biomassa, através da Lei 10.438/2002.

Em julho de 2004, o Decreto nº 5.163 estabeleceu diretrizes iniciais para a geração e comercialização de energia, onde é considerada geração distribuída aquela a partir de empreendimentos com capacidade instalada inferior a 30 kW para hidrelétricas e plantas com eficiência energética inferior a 75% para térmicas, inclusive cogeração. O decreto estabeleceu a obrigatoriedade de assegurar, em caso de atraso do empreendimento de geração distribuída, a compra de energia no mercado spot pelo agente distribuidor. Este decreto ainda determina que a energia contratada não exceda o limite de 10% da carga do agente de distribuição (ANEEL, 2004).

Em dezembro de 2006 foi publicada a Resolução Normativa 247, que estabeleceu as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade consumidora com carga maior ou igual a 500 kW.

Ciente da dificuldade de pequenos geradores distribuídos acessarem a rede de distribuição para venda de energia, a ANEEL convocou a consulta pública nº 15/2010, que teve como objetivo reduzir as barreiras regulatórias existentes para a conexão de geração distribuída de pequeno porte na rede de distribuição. A consulta foi dividida em seis temas principais, visando mapear as principais barreiras e auxiliar os estudos da ANEEL sobre os seguintes aspectos: caracterização dos empreendimentos, conexão à rede elétrica, regulação, comercialização de energia, propostas e questões gerais (ANEEL, 2010). De acordo com a Consulta Pública, as maiores preocupações das concessionárias de energia eram de cunho técnico, dentre os quais: aumento na complexidade de operação da rede de distribuição, que passa a ter fluxo bidirecional de energia, necessidade de alteração de procedimentos, controle do nível de tensão da rede em períodos de carga leve, alteração nos níveis de curto-circuito das redes, aumento no nível de distorção harmônica, responsabilidade dos custos de instalação da unidade geradora e perda de receita e equilíbrio financeiro das empresas. Como resultado, foi criado um relatório de análise de nota técnica (ANEEL,

2011), onde dentre as contribuições referentes à geração fotovoltaica de energia destacam-se a necessidade de padronização da regulação, de modo a desonerar os agentes geradores para simplificar o processo de requerimento de conexão e injeção de energia na rede; medir separadamente a energia injetada e a energia consumida pelo proprietário do sistema fotovoltaico; garantia da conexão e injeção de eletricidade na rede pelo agente gerador, bem como a garantia de compra pela concessionária de toda a energia produzida; desconto de 100% nas tarifas de distribuição e transmissão para fonte solar fotovoltaica; criação de um modelo de mercado baseado em tarifas-prêmio (*feed-in tariffs*) para energia solar fotovoltaica, com garantia de remuneração das iniciativas por longo prazo.

Em 2000, através da Chamada Pública para o Programa de Pesquisa e Desenvolvimento, a ANEEL definiu que uma fração da receita financeira de operação das empresas do setor elétrico (geradoras, distribuidoras e transmissoras) seria destinada para projetos de pesquisa e desenvolvimento. Este programa tem como objetivo fomentar o progresso do desenvolvimento tecnológico na área de energia elétrica.

Como sequência às discussões para diminuir as barreiras para o acesso de pequenos produtores de energia à rede de distribuição, a ANEEL realizou em 2011 a Audiência Pública nº 042/2011 com o objetivo de elaborar regras específicas para a microgeração (até 100 kW) e minigeração (entre 100 kW e 1 MW) incentivadas. Esta audiência pública abriu caminho e define as ações para as Resoluções 481 e 482 e criou um mecanismo regulatório de remuneração definido para esses empreendimentos. A Resolução Normativa nº 481/12 (ANEEL, 2012) trata diretamente da geração fotovoltaica com potência instalada de até 30 MW, atribuindo desconto de 80% nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão para sistemas que tenham início de operação até dezembro de 2017, com duração de dez anos após o início da operação. Após esse período, o desconto será de 50%. A Resolução Normativa nº 482/12 (ANEEL, 2012) prevê as condições gerais ao acesso de microgeração e minigeração distribuída ao sistema interligado, assim como instaura diretrizes para o mecanismo de compensação de energia elétrica, possivelmente o maior incentivo para o segmento. Segundo o documento, caracteriza-se como microgeração a eletricidade proveniente de central geradora com capacidade instalada de até 100 kW e como minigeração plantas com capacidade instalada na faixa de 100 kW até 1 MW. A principal novidade da resolução é a

determinação do sistema de compensação, através do qual a eventual energia injetada pela unidade consumidora à distribuidora local é posteriormente compensada, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia elétrica, a ser consumida em um prazo de até 36 meses (ANEEL, 2012).

Em 2012, a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica – ABINEE, sugeriu que um leilão específico para fonte solar, através de projetos de grandes centrais geradoras, geraria um incentivo para o desenvolvimento da cadeia de produção interna e atrairia a atenção de investidores para negócios na área (ABINEE, 2012).

4.3 REDE INTELIGENTE – *SMART GRID*

Para que seja possível colocar em prática tal conceito, é necessário desenvolver um sistema de controle para realizar a gestão da rede inteligente, o que significa que algumas cargas, dispositivos de armazenamento e unidades de geração poderão ser controladas de uma forma coordenada, no sentido de melhorar a eficiência global da rede, a qualidade da energia fornecida e as condições de operação (LOPES, 2012). De acordo com Gellings (2009), qualquer sistema torna-se inteligente através do sensoriamento, comunicação, aplicação de inteligência artificial e do controle com base nos dados obtidos, ajustando-se continuamente. Em um sistema elétrico, isso permite diversas funções que aperfeiçoam o uso dos recursos de geração, armazenamento, transmissão e distribuição da energia elétrica e aumentam a confiabilidade e o gerenciamento dos ativos, além de mitigar impactos ambientais e reduzir custos operacionais. Conforme Ekanayake et al. (2012), a rede inteligente utiliza comunicações de detecção, processamento embarcado e digital, para permitir que a rede seja mensurável, controlável, automatizada e totalmente integrada, ou seja, que haja interoperabilidade dos sistemas existentes e com a capacidade de incorporar um conjunto diversificado de fontes de energia. Ainda, de acordo com Fang et al. (2011), a rede inteligente é caracterizada pelo fluxo bidirecional da eletricidade e informação, criando assim, uma rede de distribuição de energia amplamente automatizada.

Por se tratar de uma mudança na forma de comercialização da energia, o relacionamento entre a concessionária e o cliente deverá ser remodelado e a quantidade de informações disponíveis poderá mudar os

hábitos de consumo e aumentar a qualidade dos serviços prestados. Essa mudança tecnológica atingirá vários setores da economia, desde a indústria até a especialização da mão-de-obra (BERGE et al., 2012). Com a medição em tempo real e a comunicação bidirecional, os consumidores se tornarão agentes ativos e poderão ser recompensados pelos seus esforços em economizar energia.

Com a introdução de sensores e controles automatizados, a rede poderá ser capaz de antecipar, detectar e resolver problemas no sistema, pois as informações em tempo real possibilitarão o isolamento das áreas afetadas e o redirecionamento do fluxo de energia de forma a manter o maior número possível de consumidores atendidos, ajudando na prevenção de interrupção de fornecimento. De acordo com Mo et al. (2012), os principais requisitos de segurança de comunicação das redes elétricas inteligentes são a disponibilidade, a integridade, a privacidade, a autenticação, a autorização e a auditoria entre os componentes da rede.

De acordo com Bandeira (2012), a implantação das redes inteligentes pode ser compreendida em três dimensões complementares. Na primeira, as intervenções são feitas com o objetivo de agregar inteligência ao sistema de fornecimento de energia elétrica, promovendo robustez, segurança e agilidade na rede. Em outra frente, busca-se extrair os benefícios da substituição dos medidores eletromecânicos por eletrônicos inteligentes, que passam a oferecer diversas funcionalidades. Do ponto de vista dos consumidores, é possível obter informações sobre o consumo de energia horário (tarifa branca¹), apresentação de dados dos últimos períodos de faturamento e indicativos da qualidade de energia ofertada pelas concessionárias de energia. Já as concessionárias poderão realizar corte e religamento remotos, comunicação de dados uni ou bidirecional do medidor ao centro de medição e obter uma redução de custos operacionais.

¹A tarifa branca foi criada em 11/2011 pela ANEEL e define para os consumidores de baixa tensão diferentes níveis tarifários por intervalos horários ao longo do dia. Trata-se de uma tarifa monômnia – cuja cobrança baseia-se apenas na quantidade de energia consumida – com três postos tarifários: ponta, intermediário e fora ponta. A nova modalidade é direcionada a todos os consumidores do grupo B, exceto os de baixa renda e iluminação pública. A adesão à tarifa branca é opcional para o consumidor, e sua efetiva aplicação depende ainda da adequação dos medidores e das regras comerciais, ainda não definidas (Aneel, 2011).

4.4 REDE INTELIGENTE NO BRASIL

Em abril de 2010, foi criada a Portaria MME nº440, que definiu um grupo de trabalho com o objetivo de analisar e identificar ações necessárias para subsidiar o estabelecimento de políticas para a implantação do Programa Brasileiro de Rede Inteligente.

De acordo com o MME (2010), para a implantação das redes inteligentes, existem barreiras tanto do ponto de vista técnico quanto do ponto de vista regulatório.

Tecnicamente, é possível elencar os seguintes obstáculos: garantia das condições de estabilidade do sistema elétrico e do correto funcionamento dos sistemas de proteção, devido ao elevado número de componentes instalados na rede; necessidade de aperfeiçoamento das ferramentas de simulação e planejamento da expansão do setor elétrico, de modo a integrar em seus estudos o impacto de um número elevado de pequenos geradores próximos aos centros de carga; além dos custos associados à modernização do sistema elétrico e ao baixo fator de capacidade correspondente às fontes renováveis, que implicam em um custo por MW instalado geralmente superior ao observado nas grandes centrais geradoras convencionais.

Na esfera regulatória brasileira, observa-se a insuficiência ou inexistência de regulação nos seguintes tópicos: padrões e normas técnicas para os inversores conectados à rede, regulamentando as características elétricas e físicas desses equipamentos; padrões e normas técnicas para evitar a energização indevida das linhas de distribuição quando forem desativadas, bem como procedimentos de manutenção adequados a um ambiente de geração distribuída; definição de como serão partilhados os custos de operação e manutenção dos sistemas de geração distribuída e definição de como pequenos geradores e concessionárias partilharão a responsabilidade por danos ao sistema de distribuição e a equipamentos de terceiros.

4.5 VEÍCULOS ELÉTRICOS E FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

Algumas das principais fontes renováveis geram energia elétrica de forma variável, pois dependem do fluxo de energia cuja previsibilidade é estocástica. Assim, é muito difícil ajustar a produção de energia com a demanda, o que pode ocasionar excesso de produção

de energia, em especial em sistemas inflexíveis, ou não atendimento da carga (Denholm e Hand, 2011; Wilson et al., 2011; De Jonghe et al., 2011). Desta forma, se bem administrada, a energia disponível nas baterias de uma frota de veículos elétricos pode ser usada para auxiliar na operação e despacho de fontes variáveis de geração de eletricidade. Neste sentido, a operação conjunta dos veículos elétricos e fontes variáveis de energia pode ser vantajosa para o sistema elétrico, pois as baterias dos veículos irão absorver o excedente de energia elétrica em momentos de alta produção e baixa demanda. Isto pode ser importante para praticamente todas as fontes variáveis de energia sem armazenamento, como por exemplo, usinas eólicas e fotovoltaicas.

Dentre as formas de armazenamento, baterias elétricas apresentam um importante papel, devido à possibilidade de rápido armazenamento e descarga de potência ativa. Assim, um sistema de armazenamento com baterias pode melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia durante períodos de pico e absorver excessos de geração da energia fotovoltaica. Ademais, baterias podem auxiliar em serviços ancilares do sistema elétrico, como controle de frequência, nivelamento de carga, reserva girante, regulação da área, estabilização de linha de transmissão e correção do fator de potência (Aditya e Das, 2001). Neste sentido, a possível eletrificação do setor de transporte pode representar uma alternativa para maior integração de fontes variáveis à rede elétrica. Neste caso, veículos elétricos se prestariam também a armazenar energia, não se comportando, apenas, como cargas elétricas.

4.6 SISTEMAS V2G – *VEHICLE TO GRID*

O conceito básico de V2G é a possibilidade de utilizar o veículo elétrico como um dispositivo para armazenar a energia ociosa da rede no período noturno ou armazenar a energia proveniente de fonte renováveis e utilizá-la durante determinado período para deslocar a curva de carga do sistema durante o horário de ponta. Ou seja, os veículos elétricos agem na rede elétrica tanto como consumidores, ao carregarem as suas baterias quanto como produtores, ao fornecerem energia às redes inteligentes. Simultaneamente, os veículos elétricos também atuam como mecanismos de distribuição de energia, permitindo a migração de energia, já que o veículo pode ter sido carregado em uma região onde, por exemplo, o custo da energia é mais barato, migrar para outra região onde o custo da energia é mais caro e fornecer energia para a rede

(Sorebo et al., 2012). O sistema V2G já foi analisado em diversos estudos (Kempton et al., 2001; Kempton e Kubo, 2000; Kempton e Letendre, 1997; Sovacool e Hirsh, 2009; Kempton e Tomic, 2005b; Pereira Junior, 2011) que mostraram que este sistema é menos adequado para a geração de energia elétrica de base, mas pode ser adequado para a prestação de serviços de regulação, reserva girante e atendimento a demanda de pico. De acordo com Kempton et al. (2009), além da regulação, os veículos elétricos podem oferecer outros serviços, como disponibilidade para fornecer energia durante interrupções não planejadas; serviços de *backup*, onde um ou mais veículos elétricos podem ser ligados entre si para servir como uma microrrede durante uma queda de energia em determinado bairro e gestão do pico de demanda, quando há um número significativo de veículos elétricos com capacidade suficiente para prover energia à rede. Ou seja, o V2G pode auxiliar na assistência aos operadores de redes, para manter a confiabilidade às normas de funcionamento do sistema, conhecido como serviços ancilares.

Segundo Kempton et al. (2001), os veículos de uso pessoal permanecem cerca de 90% do tempo diário parados, mesmo durante o horário de pico do tráfego. Desta forma, a capacidade de geração de energia elétrica de um possível V2G pode ser significativa. Nos momentos em que o consumo total de energia cai, geralmente durante a noite, e quando a maioria dos veículos se encontra estacionada nas residências, faz-se o carregamento das baterias, operação conhecida como G2V (*Grid to Vehicle*). Acrescenta-se a esse novo paradigma o fato da tarifação de energia ser diferente ao longo do dia, incentivando o consumidor a drenar energia da rede nos horários em que a energia possui preços menores e injetar energia na rede nos momentos em que a energia possui custos maiores.

Várias propostas surgem com o intuito de promover a comunicação entre veículos elétricos e a rede, no sentido de gerenciar e controlar os processos de carga (G2V) e descarga (V2G). Enrietta et al. (2011) propõem o controle em que a comunicação não envolve diretamente o proprietário do veículo e a rede, surgindo entre estes a figura de um intermediador denominado agregador, entidade com a função de agrupar e controlar um grande grupo de veículos elétricos, o qual será responsável por estabelecer um sistema de comunicação para controlar de forma inteligente as operações de carga e descarga das baterias de um grupo de veículos elétricos.

Entretanto, para a implementação do V2G, há a necessidade de modificações tecnológicas tanto na construção dos veículos como na estrutura de fornecimento de energia elétrica. De acordo com Sovacool e Hirsh (2009) os obstáculos para a implementação do V2G vão além dos problemas técnicos e financeiros. Outros aspectos devem ser considerados, tais como questões relativas às práticas comerciais e regimes regulatórios.

5. PROJETO MEGAWATT SOLAR – ELETROSUL

O objeto de estudo refere-se à primeira usina fotovoltaica de grande porte conectada à rede implantada em prédio público. O edifício sede da Eletrosul (Figura 17) é uma edificação datada de 1978, considerada um ícone da arquitetura catarinense (ZOMER, 2010).

Figura 17 – Edifício sede da Eletrosul – objeto de estudo.



Fonte: Zomer, 2010.

A usina (Figura 18), inaugurada em junho/2014, tem potência instalada de 1.060 kW_p, com expectativa de geração anual de 1.144 MWh de energia e redução anual das emissões de 188 toneladas de dióxido de carbono. Os módulos de silício cristalino foram instalados nas áreas de cobertura do estacionamento e na edificação, totalizando uma área de 9.986 m² e 4.144 unidades de módulos fotovoltaicos.

A instalação foi dividida em quatro áreas: cobertura da edificação, estacionamento de funcionários e visitantes e estacionamento de frota.

Figura 18 – Vista aérea do sistema fotovoltaico de 1 MWp - Megawatt Solar.

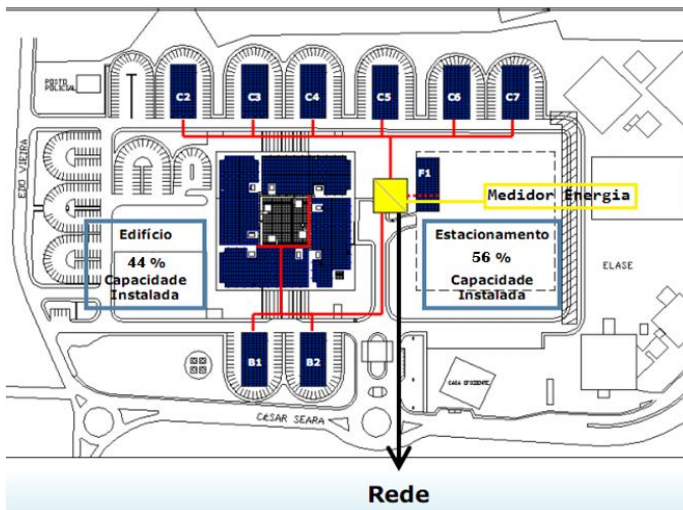


Fonte: Grupo Fotovoltaica UFSC, 2014.

5.1 DETALHAMENTO DA DISTRIBUIÇÃO DAS ÁREAS

A vista geral e a divisão das áreas onde foram instalados os módulos fotovoltaicos são apresentadas na Figura 19.

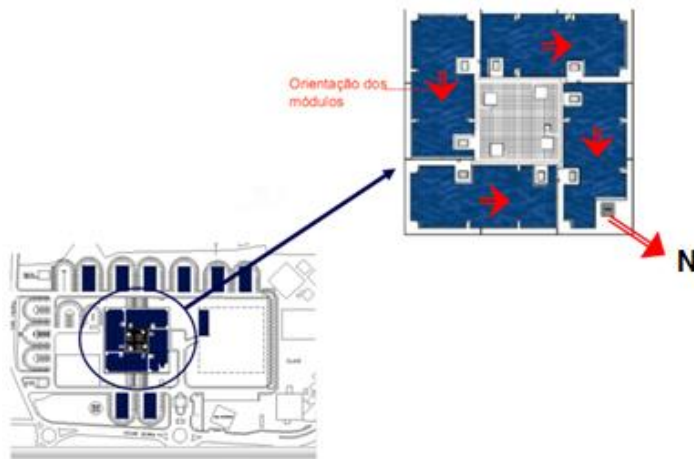
Figura 19 – Planta superior geral da Eletrosul.



Fonte: Carvalho, 2011.

A Figura 20 apresenta o detalhamento da instalação da cobertura da edificação e a orientação dos módulos fotovoltaicos.

Figura 20 – Detalhamento da planta da cobertura da Eletrosul.



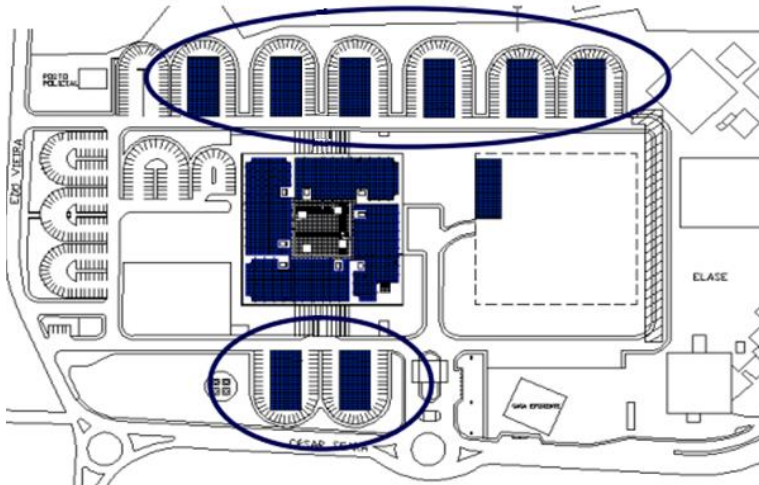
Fonte: Carvalho, 2011.

A cobertura da edificação possui área de 5.026 m², onde foram instalados 1.836 módulos fotovoltaicos, resultando em uma potência instalada de 450 kWp e geração anual estimada de 515 MWh.

Apesar de ser sabido que a melhor inclinação e orientação para uma instalação fotovoltaica no Hemisfério Sul é com módulos orientados ao norte e com ângulo de inclinação igual à latitude local (27° para Florianópolis), nem sempre o máximo teórico é a posição ideal para favorecer uma integração arquitetônica. Neste caso, a instalação foi proposta com módulos inclinados a 10°, com orientação igual à orientação da telha metálica em que eles se encontram. Desta forma, privilegiou-se a questão estética, sem, no entanto, comprometer de forma significativa a geração fotovoltaica (ZOMER, 2010).

A Figura 21 apresenta a instalação que foi realizada na área de 3.840 m² no estacionamento principal. Esta área foi coberta com 1.996 módulos resultando em uma capacidade instalada de 480 kWp e geração anual estimada de 502 MWh. Os módulos foram instalados com inclinação de 10° e orientação NW.

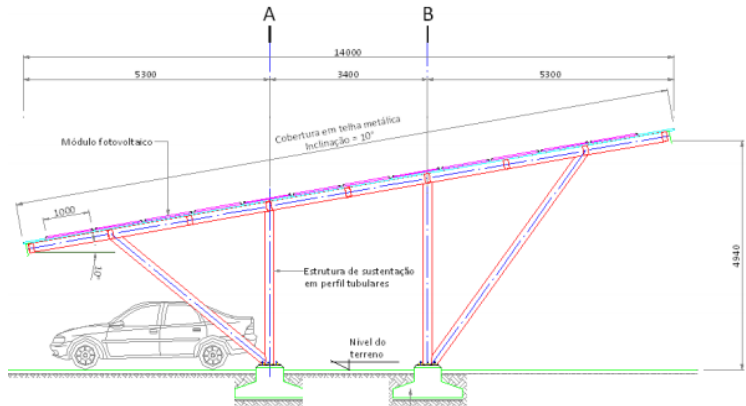
Figura 21 – Localização da instalação dos módulos no estacionamento da Eletrosul.



Fonte: Carvalho, 2011.

A Figura 22 apresenta um detalhe da instalação projetada como cobertura para 160 veículos.

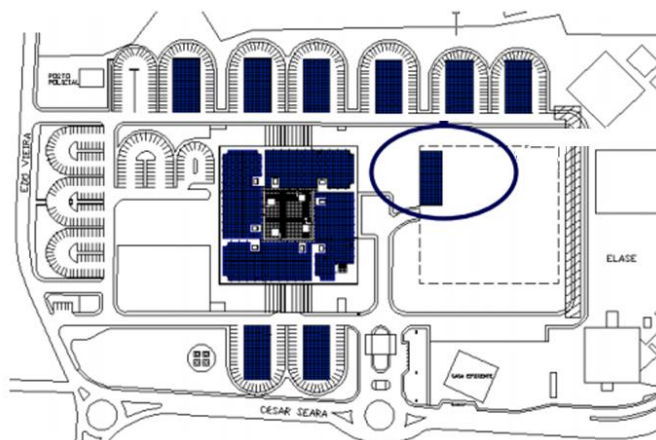
Figura 22 – Detalhamento da forma de instalação dos módulos no estacionamento da Eletrosul.



Fonte: Carvalho, 2011.

A última área de instalação trata-se do estacionamento da frota de caminhões e veículos leves da Eletrosul (Figura 23). A área consiste em 1.120 m², onde foram instalados 312 módulos, resultando em uma potência instalada de 130 kWp e geração de energia anual estimada de 144 MWh. Os módulos desta área possuem inclinação de 10° e orientação NW.

Figura 23 – Localização da instalação dos módulos no estacionamento da frota de carros da Eletrosul.



Fonte: Carvalho, 2011.

Como o projeto Megawatt Solar ainda não apresenta resultados operacionais, foram utilizados dados de geração de outras fontes para estimar a geração da usina solar de 1 MWp.

A potência do gerador de 1 MWp foi estimada a partir do gerador de 12 kWp que refere-se à planta piloto instalada na cobertura de um dos estacionamentos da Eletrosul com o objetivo de coletar dados preliminares para o projeto.

5.2 PLANTA PILOTO ELETROSUL – GERADOR DE 12 kWp

Em fevereiro de 2009 foi implantada na sede da Eletrosul um gerador de 11,97 kWp (~12 kWp) com objetivo obter resultados preliminares para o projeto Megawatt Solar (Figura 24). A planta possui um sistema trifásico com 88 módulos fotovoltaicos de silício amorfo (a-Si) e cobre uma área de 228 m² localizada no estacionamento da

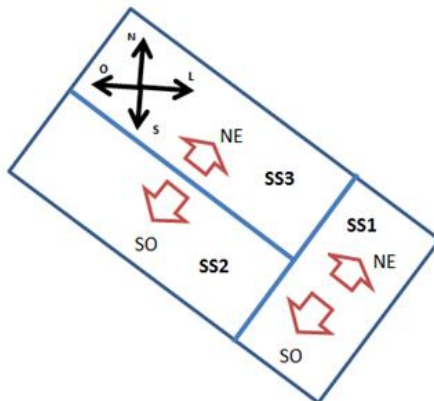
empresa. Como o projeto tem fins experimentais, o sistema foi dividido em três subsistemas onde os módulos foram arranjados em diferentes orientações, conforme esquema apresentado na Figura 25.

Figura 24 – Gerador de 12 kWp – Planta piloto da Eletrosul.



Fonte: Carvalho, 2011.

Figura 25 – Disposição dos três subsistemas instalados no projeto piloto da Eletrosul.



A previsão de geração anual da planta é da ordem de 14,27 MWh, com fator de capacidade de 13,6%. No seu primeiro ano de operação,

entre junho de 2009 e maio de 2010, a planta gerou 13,3 MWh de energia, caracterizando nível de geração inferior à estimada, porém superior à esperada devido à irradiação que efetivamente incidiu sobre a cobertura durante o período, que em 2009-2010 foi inferior à média histórica. Atualmente esta energia gerada supre parte do consumo da edificação. A Tabela 12 apresenta a potência dos subsistemas e a potência total do gerador FV.

Tabela 12 - Potência dos subsistemas e potência total do gerador de 12 kWp.

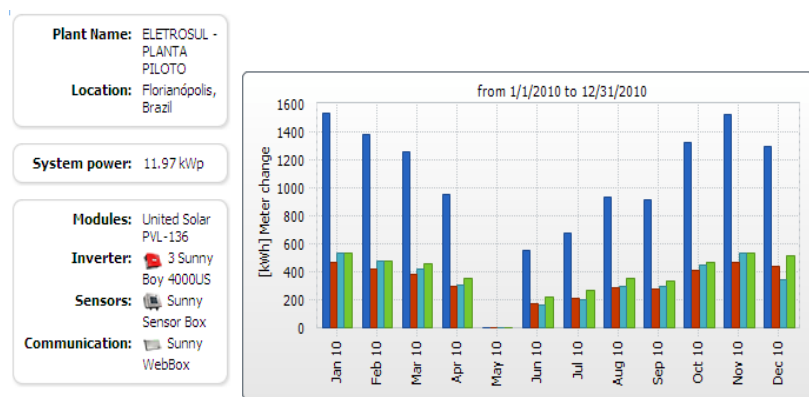
Subsistemas	Potência [kWp]
SS1	3,81
SS2	4,08
SS3	4,08
Total	11,97

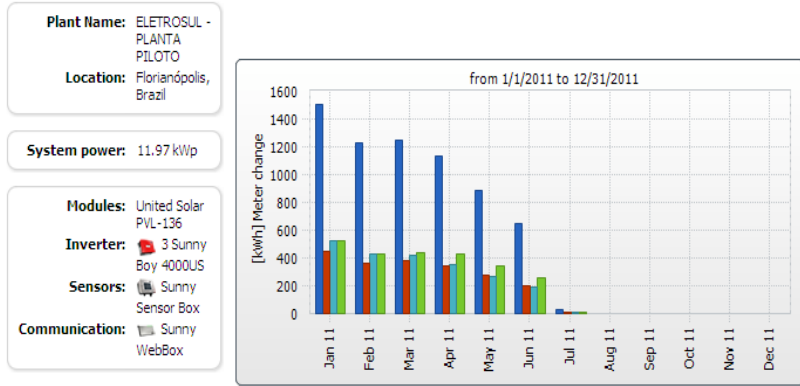
Fonte: Carvalho, 2011.

O projeto ainda contempla o monitoramento da planta piloto, onde é possível acompanhar o desempenho do gerador em tempo real através do programa *Sunny portal* desenvolvido pela empresa SMA (Eletrosul, 2011).

A Figura 26 apresenta o monitoramento da geração de energia anual durante os anos de 2010 e 2011. Os gráficos apresentam a geração total do sistema, bem como a geração dos três subsistemas.

Figura 26 – Monitoramento da geração de energia da planta piloto.





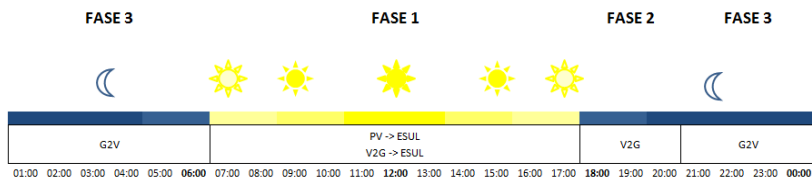
Fonte www.sunnyportal.com

Além do monitoramento da geração de energia anual, também é possível monitorar os níveis horários de irradiância [W/m^2] e geração de energia [kWh]. Os dados coletados permitirão constituir um acervo tecnológico importante para o conhecimento e a multiplicação do uso deste tipo de sistema no Brasil.

6. METODOLOGIA

Neste trabalho foi avaliada a possibilidade de utilizar uma frota de veículos elétricos que, associada à existência de um gerador solar fotovoltaico integrado à edificação, pudesse dar suporte de carga a esta unidade consumidora (UC) Edifício Sede da Eletrosul em Florianópolis. Para desenvolver a análise e simular o gerenciamento do balanço de energia elétrica entre a geração fotovoltaica, consumo da edificação, abastecimento dos veículos elétricos e injeção de energia na rede, foram definidas fases no decorrer do período de 24 horas que possuem características específicas quanto à radiação solar e custo da energia fornecida pela concessionária, conforme Figura 27.

Figura 27 – Divisão das fases de carregamento de veículos elétricos (G2V), geração solar fotovoltaica (FV) e suporte à rede elétrica pela descarga das baterias dos veículos elétricos (V2G), durante o período de 24 horas.



Foram definidas três fases, sendo que a Fase 1 corresponde ao período de maior irradiação solar coincidindo com o período de maior consumo da edificação. Durante esta fase, o gerador fotovoltaico deverá abastecer a edificação, possibilitando a redução da demanda contratada e modulação da curva de carga. Também existe a possibilidade dos veículos elétricos abastecerem a edificação caso ocorra redução da incidência solar, o que trará confiabilidade ao sistema, pois mesmo sem ocorrência de sol será possível modular a curva de carga. Por fim, existe a possibilidade de o gerador fotovoltaico abastecer a frota de veículos elétricos, caso o consumo da edificação esteja abaixo de um valor que deverá ser estabelecido pelo controle do sistema.

A Fase 2 caracteriza o horário de ponta do sistema de distribuição da CELESC, e é a fase de maior custo da energia elétrica; durante este período deverá ocorrer o processo de V2G, no qual é realizada a injeção da energia das baterias do veículo elétrico para a rede. Esta energia

injetada é de grande importância ao sistema elétrico, pois contribui para a redução do pico de demanda durante o horário de ponta e alívio do sistema durante o período mais oneroso do dia.

A Fase 3 caracteriza o período de ociosidade da geração e da rede pública de energia, ideal para carregar as baterias dos veículos elétricos e possibilitar a utilização desta energia durante um período de maior custo.

As análises foram realizadas com base nos dados horários e dados recolhidos a cada 15 minutos do gerador fotovoltaico. Como o gerador de 1 MW foi só recentemente inaugurado e não dispõe ainda de dados operacionais, a estimativa de geração de energia foi desenvolvida a partir dos dados de irradiação solar local e dos dados obtidos através do monitoramento do gerador FV de 12 kWp da planta piloto instalada na sede da Eletrosul. A extrapolação destes dados possibilitou uma estimativa da geração FV de 1 MWp.

A análise do consumo da edificação foi realizada a partir dos dados de memória de massa adquiridos através da concessionária de energia e das faturas de energia elétrica. Dessa forma, foi possível levantar o perfil de consumo da edificação e definir a relação entre os dados horários da geração e consumo. Por fim, foi analisada a coincidência entre as curvas de carga e geração e o percentual do consumo de energia elétrica da edificação que o gerador FV pode suprir.

Para a avaliação do potencial de injeção dos veículos elétricos foram realizados os seguintes levantamentos: (i) Definição de um padrão de características dos VEs; (ii) Definição de um perfil de condução dos veículos; (iii) Estimativa da injeção de energia na rede elétrica, onde o veículo é utilizado como um gerador distribuído (V2G); (iv) Avaliação do potencial da injeção de energia na rede elétrica durante o período de ponta.

Por fim, foi avaliada a melhor forma de realizar o consumo da energia gerada pelo sistema solar fotovoltaico. Foi verificado em qual dos casos ocorre o maior aproveitamento da energia gerada.

7. ANÁLISE DO GERADOR FOTOVOLTAICO DE 1 MWp

Para a análise da geração FV foram levados em conta os dados provenientes da irradiação incidente local e do gerador FV de 12 kWp integrado à cobertura do estacionamento da Eletrosul, como já mencionado.

Conforme apresentado na seção anterior, a potência do gerador de 1 MWp foi distribuída da seguinte forma; 450 kWp foram instalados na cobertura da edificação e 610 kWp foram instalados nas coberturas dos estacionamentos, equivalente a 58% da potência total instalada, da mesma forma que foram instalados os módulos do gerador da planta piloto. A Tabela 13 apresenta um resumo das características de instalação dos módulos no gerador FV da planta piloto (12 kWp) e a Tabela 14 apresenta um resumo das características do gerador de 1 MWp.

Tabela 13 – Resumo das características de instalação dos módulos fotovoltaicos do gerador de 12 kWp.

Área	Potência [kWp]	Quantidade módulos FV	Instalação	
			Inclinação	Orientação
228 m ²	3,81	88	5°	NE
	4,08		5°	SO
	4,08		5°	SE

Tabela 14 – Resumo das características de instalação dos módulos fotovoltaicos do gerador de 1 MWp.

Cobertura

Área	Potência [kWp]	Quantidade módulos FV	Instalação	
			Inclinação	Orientação
5026 m ²	450	1.836	10°	NE/NO

Estacionamento principal

Área	Potência [kWp]	Quantidade módulos FV	Instalação	
			Inclinação	Orientação
3.840 m ²	480	1.996	10°	NO

Estacionamento da frota

Área	Potência [kWp]	Quantidade módulos FV	Instalação	
			Inclinação	Orientação
1.120 m ²	130	312	10°	NO

Como os módulos foram instalados com inclinações diferentes (planta piloto = 5°, gerador 1 MWp = 10°) foi realizada uma análise da irradiação inclinada para verificar se existe uma grande discrepância entre os resultados e validar a metodologia para estimativa do gerador de 1 MWp.

7.1 IRRADIAÇÃO INCIDENTE LOCAL – FLORIANÓPOLIS/SC

Caracterizada pela ocorrência de precipitação bem distribuída ao longo do ano, Florianópolis apresenta a menor irradiação global entre as capitais brasileiras, em torno de 4,5 kWh/m²/dia.

A análise da incidência solar foi realizada com o auxílio do *software* Radasol, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS, 2001). Para o desenvolvimento das simulações foram utilizados os dados das coordenadas de Florianópolis (27° de latitude e 48° de longitude) e variações de azimute e inclinação, conforme as características de instalação dos módulos. Os resultados de incidência solar inclinada dos geradores de 12 kWp e 1 MWp são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 – Resultados de simulação da irradiação inclinada dos geradores de 12 kWp e 1 MWp.

Período	Gerador 12 kWp	Gerador 1 MWp	Relação entre irradiação inclinada em cada gerador
	Azimute = 45°	Azimute = -45°	
	Inclinação = 5°	Inclinação = 10°	
	Irradiação Inclinada		
Jan	6,02	6,02	0,00%
Fev	5,70	5,74	0,70%
Mar	5,06	5,15	1,75%
Abr	4,18	4,30	2,79%
Mai	3,42	3,58	4,47%
Jun	3,06	3,22	4,97%
Jul	3,00	3,14	4,46%
Ago	3,74	3,88	3,61%
Set	4,22	4,33	2,54%
Out	5,04	5,09	0,98%
Nov	6,11	6,10	-0,16%
Dez	6,08	6,04	-0,66%

Fonte: *Software* Radasol. UFRGS, 2011

Através dos resultados apresentados na Tabela 15, é possível verificar que a diferença entre a irradiação solar inclinada incidente nos geradores fica abaixo de 4% durante 75% do ano.

Apesar da relação entre a irradiação inclinada dos dois geradores ser baixa, esta diferença foi levada em consideração para a estimativa do gerador de 1 MWp a partir do índice denominado fator de correção da irradiação inclinada. Este fator de correção, caracterizado pelo percentual da relação de irradiação entre os dois geradores, foi combinado com os dados do gerador de 12 kWp para corrigir esta diferença.

7.2 ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DO GERADOR DE 1 MWp

Para estimar a geração do sistema solar de 1 MWp foram utilizados dados de potência do gerador de 12 kWp medidos a cada 15 minutos, a relação de parametrização entre os dois geradores e o fator de correção da irradiação inclinada, conforme (1).

$$P1MWp(kW) = P12kWp * Relação de Parametrização * FC irradi \quad (1)$$

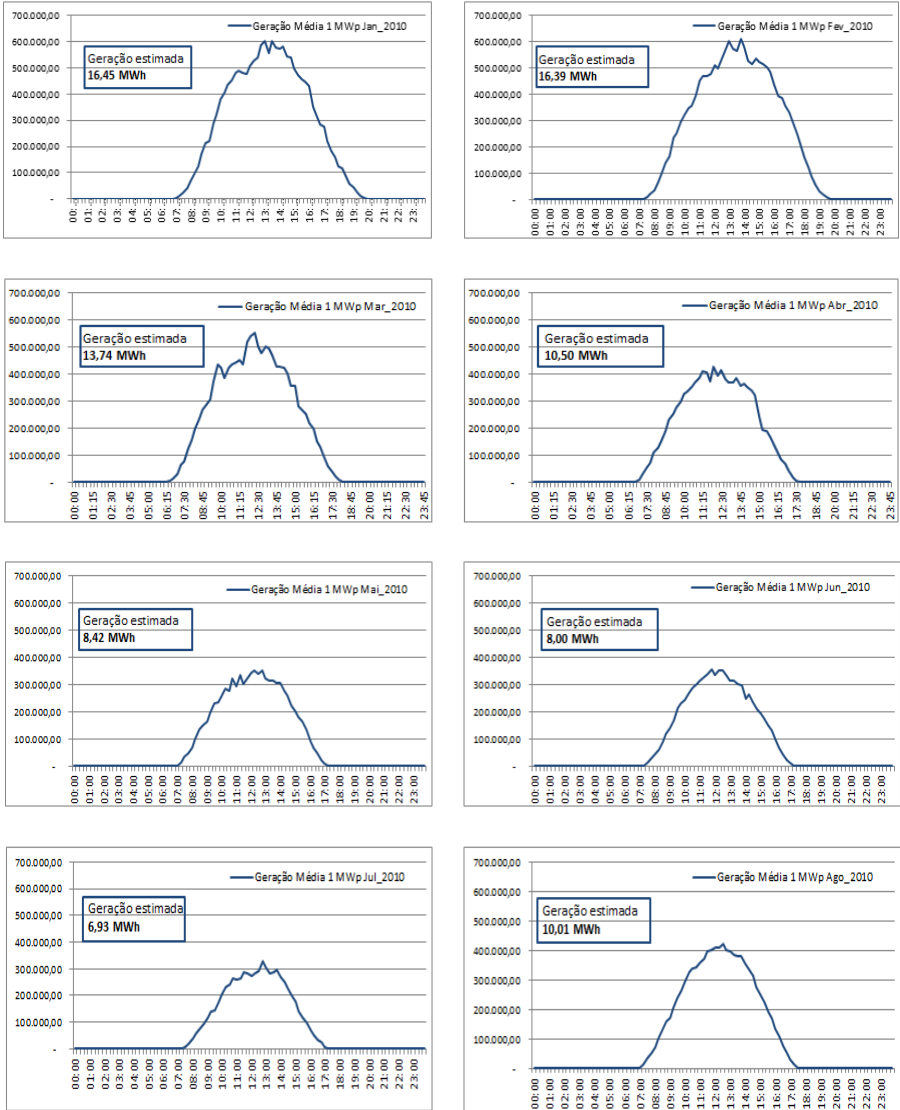
Para a definição da relação de parametrização, foi considerada a potência exata do gerador de 12 kWp, igual a 11,97 kWp (Tabela 16).

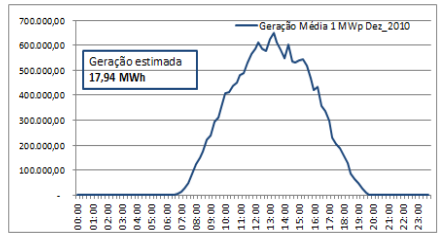
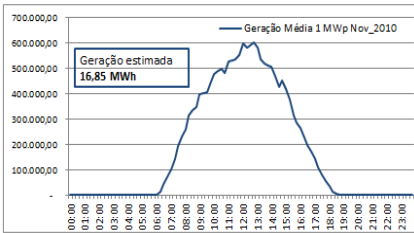
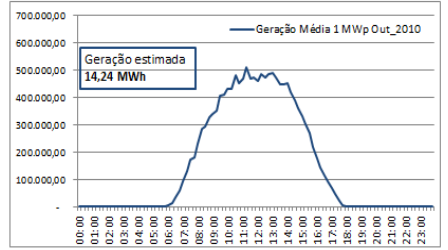
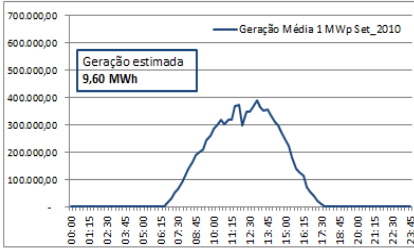
Tabela 16 – Relação de parametrização entre os geradores.

Gerador	Potência [kW]	Relação de parametrização
12 kWp	11,97	83,5
1 MWp	1.000	

Para a estimativa da geração, os dados de potência obtidos a cada 15 minutos foram integrados no tempo, resultando nas curvas de geração média mensal durante o ano de 2010, apresentadas na Figura 28.

Figura 28 – Estimativa de geração do gerador FV de 1 MWp durante o ano de 2010.





8. INTEGRAÇÃO ENTRE VEÍCULOS ELÉTRICOS E FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

Os cenários definidos neste trabalho e as simulações que são apresentadas no capítulo 10 tornam-se possíveis principalmente em função da integração entre fontes renováveis de energia e veículos elétricos. A flexibilidade da troca de energia que o veículo elétrico pode proporcionar possibilita o abastecimento das baterias nos períodos em que a rede elétrica se encontra ociosa e a injeção nos períodos de maior necessidade. Os veículos elétricos poderão se tornar parte do sistema elétrico de energia, dando apoio a um sistema estocástico de geração de energia, neste caso, a geração fotovoltaica.

Os ganhos desta metodologia ocorrem em duas frentes, pois além de evitar o consumo de combustíveis fósseis pela frota de veículos, a injeção de energia das baterias pode tanto auxiliar a geração fotovoltaica de energia para modular a curva de carga da edificação quanto injetar energia na rede pública durante o horário de ponta, caracterizado pelo alto custo. Como o gerador fotovoltaico está inserido em uma edificação pública, considera-se que durante o período de expediente os veículos elétricos estarão estacionados e realizando o carregamento das baterias ou injeção da energia na rede, dependendo da situação. Ao final do dia, os veículos retornarão aos lares de seus proprietários, onde injetarão parte da energia das baterias na rede elétrica durante o horário de ponta.

8.1 MODELAGEM DA FROTA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Para os veículos puramente elétricos, a IEA (2011b) considera que as baterias possuem autonomia típica de 125 a 150 km com 30 kWh de energia, o que reflete um desempenho energético médio de 0,20 kWh/km (5,0 km/kWh) a 0,15 kWh/km (6,7 km/kWh), com alguma capacidade adicional de reserva da bateria. Vlieta et al. (2011) apresentam valores mais otimistas em suas simulações, onde o desempenho energético dos VEs oscila de 6,1 a 10,8 km/kWh. Lucas et al. (2012) admitem valores de 6,7 km/kWh. De acordo com os dados apresentados na literatura, neste estudo são considerados os seguintes valores apresentados na Tabela 17 para realizar as simulações.

Tabela 17 – Especificações técnicas dos veículos elétricos.

Autonomia	150	km
Carga da bateria	25	kWh
Desempenho energético	6,0	km/kWh

Para efeitos de comparação, a Tabela 18 apresenta as características técnicas do veículo elétrico Leaf desenvolvido pela Nissan.

Tabela 18 – Especificações técnicas do veículo elétrico modelo Nissan Leaf.

Autonomia	190	km
Carga da bateria	24	kWh
Desempenho energético	7,9	km/kWh

Fonte: Nissan. www.nissan.com, 2014.

Além das características técnicas, a distância média percorrida pelos veículos é um parâmetro básico na determinação da injeção excedente de energia. Entretanto, não existem para a frota nacional, séries temporais oficiais para essa variável, devendo-se adotar um método para a sua estimação. Conforme estudo realizado pela GIPA (*Interprofessional Grouping in Automotive Products and Services*), órgão que realiza pesquisas referentes à utilização de automóveis no mundo, mostrou que o deslocamento médio diário de um veículo convencional com motor a combustão interna no Brasil é de aproximadamente 40 km por dia ou 14.600 km por ano (GIPA, 2006).

Neste trabalho, foram utilizadas as estimativas nas quais a quilometragem média veicular é função da idade do veículo. Dessa forma, são adotados os valores estimados pela CETESB (2011) da distância média anual percorrida em seus inventários. Estes valores, que são função da idade da frota, podem ser vistos na Tabela 19.

Tabela 19 – Distância média percorrida, conforme idade dos veículos.

Idade (anos)	Distância média anual [km]	Distância média diária [km]
Até 1	22.000	60
2	19.000	52
3	17.000	47
4	15.000	41
5	14.000	38
6	14.000	38
7	14.000	38
8	13.000	36
9	13.000	36
10	13.000	36

Fonte: CETESB - Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental, 2011.

Para a realização deste estudo, foi definido o deslocamento diário como a média dos cinco primeiros anos, equivalente a 48 km, além de um deslocamento de 10 km para atender situações de emergência, totalizando 58 km diários. Para efeitos de cálculo, foi considerado um total de 60 km por dia, divididos em 25 km para percurso até o trabalho (50 km diários) e 10 km adicionais para casos de emergência.

9. ANÁLISE DE VIABILIDADE DE UTILIZAÇÃO DE UM GERADOR A DIESEL

Os geradores a diesel são comumente utilizados em conjunto com geradores a partir de fontes alternativas, pois a produção através do motor a diesel ocorre independentemente das condições atmosféricas. De acordo com Ashari et al. (2007), os sistemas híbridos FV/diesel possuem maior confiabilidade para geração de eletricidade do que sistemas puramente FV. Além disso, proporcionam maior flexibilidade e eficiência para a mesma quantidade de energia produzida. O dimensionamento dos sistemas híbridos FV/diesel possui dois aspectos principais; (i) a otimização do sistema e (ii) a definição da estratégia de operação; ambos os aspectos são definidos com base no custo da energia produzida.

Os sistemas híbridos FV/diesel apresentam vantagens de custo em dois casos: (i) atuação do gerador a diesel durante o horário de ponta e (ii) usinas instaladas em localização remota. Hefnawi (2006) sugere a instalação de um gerador a diesel para operar durante o horário de ponta do sistema. Ajan et al. (2003) apresentam a importância da aplicação de um gerador híbrido em uma área remota da Malásia e Nfaha et al. (2007) apresentam a viabilidade da instalação de um gerador a diesel em uma área remota em uma província em Camarões.

Tendo em vista que a Eletrosul possui dois geradores a diesel com potência de 335 kVA, foi levantada a possibilidade de realizar o acionamento destes equipamentos para realizar a modulação da curva de carga e evitar eventuais picos diurnos.

Para verificar a viabilidade de atuação dos geradores a diesel, foi necessário simular uma situação em que seja necessária a atuação do gerador, analisar os dados referentes ao custo do gerador a diesel, custo de energia e custo de demanda da Eletrosul, tendo em vista que estes equipamentos possibilitariam uma redução na demanda contratada. Os dados referentes ao custo de energia e demanda apresentados a seguir foram levantados a partir da fatura de energia elétrica, conforme Anexo A. A Tabela 20 apresenta as principais características da fatura de energia elétrica da Eletrosul e a Tabela 21 apresenta os custos de energia e demanda de janeiro de 2010, referentes à modalidade tarifária horosazonal verde.

Tabela 20 – Características do consumidor.

Dados da fatura da Eletrosul	jan-10
UC – Unidade Consumidora	25.151.828
CNPJ	000.7395.7000.168
Modalidade Tarifária	Horossazonal Verde
Demanda contratada	1.350 kW

Fonte: Fatura de energia elétrica da CELESC, Jan 2010.

Tabela 21 - Custos da energia e demanda – modalidade horossazonal verde.

Energia FP	0,2056 R\$/kWh
Energia P	1,3917 R\$/kWh
Demanda	11,5516 R\$/kWh

Fonte: Fatura de energia elétrica da CELESC, Jan 2010.

De acordo com Marques (2005), considerando os custos com combustível, manutenção e operação, o custo de geração de energia do gerador a diesel seria da ordem de 0,50 R\$/kWh. Este valor foi definido a partir de (2).

$$Pr(kWh) = \frac{cons \times Diesel}{Potg} + manut \quad (2)$$

Onde:

Pr kWh = Preço do kWh (R\$/h)

cons = Consumo do gerador (L/h)

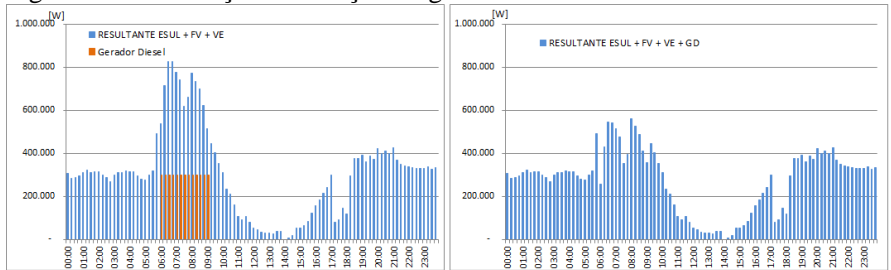
diesel = Valor de 1 litro de Diesel (R\$/L)

Potg = Potência do gerador (kW)

manut = Custo de manutenção (R\$)

Para desenvolver os cálculos, foi considerada a necessidade de atuação de um dos geradores durante um período de três horas consecutivas, conforme apresentado na Figura 29.

Figura 29 – Simulação da atuação do gerador a diesel.



Potência aparente nominal = 335 kVA
 Considerando Fator de Potência = 0,9 então:

$$Potência\ gerada\ (kW) = Pot\ nom * FP = \sim 300\ kW \quad (3)$$

Para calcular o custo diário deste gerador para atuar durante as 3 horas diurnas:

Custo geração = R\$ 0,50/ kWh
 Potência gerador diesel = 300 kW
 Tempo injeção gerador diesel = 3 horas

$$Geração\ diária = 300\ kW * 3\ horas = 900\ kWh$$

$$Custo\ diário\ geração = Pot * t * custo\ unitário = 450,00\ R\$/dia \quad (4)$$

Multiplicado pela quantidade de dias úteis mensais, em torno de 20 dias úteis, têm-se o consumo e custo mensais deste gerador:

$$Geração\ mensal = 900\ kWh * 20\ dias = 18.000\ kWh$$

$$Custo\ mensal\ geração = 450,00 \frac{R\$}{dia} * 20\ dias = \mathbf{R\$ 9.000,00}$$

Com base nos dados extraídos da fatura de energia elétrica, foi calculada a economia de energia que a atuação do gerador a diesel iria resultar, tendo em vista que parte da energia consumida pela edificação durante o período de três horas não seria fornecida pela rede da concessionária. Também foi agregada a economia referente à redução da

demanda contratada, pois com a modulação da curva de carga seria possível eliminar picos de carga e renegociar o contrato de demanda.

A economia de energia foi calculada através da energia não consumida da rede elétrica, ou seja, a energia gerada pelo gerador a diesel multiplicada pelo custo da energia durante o horário fora de ponta.

$$\text{Economia consumo energia} = 18.000 \text{ kWh} * 0,2056 \frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} = \text{R\$ } 3.701,00$$

A atuação de um gerador a diesel também deveria possibilitar a redução do contrato de demanda. Esta economia foi calculada multiplicando a potência ativa do gerador pelo custo da demanda contratada.

$$\text{Economia demanda} = 300 \text{ kW} * 11,5516 \frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} = \text{R\$ } 3.465,48$$

Por se tratar de uma análise de viabilidade, baseada no custo médio do gerador a diesel e custo da energia fora de ponta, não foi realizada uma análise detalhada para recontração da demanda. Caso a análise de viabilidade fosse positiva para atuação do gerador a diesel, seria indicada a análise mensal durante um período de pelo menos um ano para garantir que não ocorra ultrapassagem da demanda contratada.

$$\text{Economia consumo e demanda} = \text{R\$ } 3.701,00 + 3.465,48 = \text{R\$ } 7.166,48$$

$$\text{Custo mensal gerador diesel} = \text{R\$ } 9.000,00$$

A análise de custos indica que a atuação de um gerador a diesel para modular a curva de carga durante o período fora de ponta não é viável economicamente, mesmo com a possibilidade de redução da demanda contratada.

O sistema híbrido FV/diesel apresenta-se como solução nos casos em que o gerador a diesel atua durante o período de ponta, onde o custo da energia é da ordem de 6,7 vezes mais alto que o custo da energia fora da ponta na tarifa horosazonal verde e para instalação em usinas remotas, onde o custo de ampliação da rede pública de energia viabiliza este tipo de geração. Para modular a curva de carga durante o período fora de ponta, o gerador a diesel apresenta-se inviável economicamente.

10. DESENVOLVIMENTO

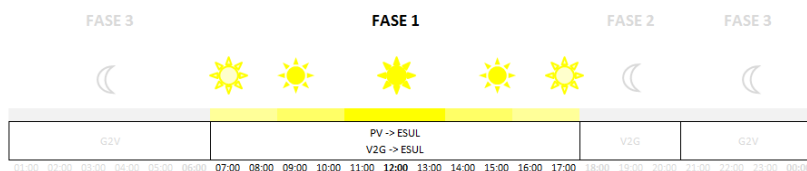
Para realizar as análises de balanço de energia, foram definidas fases no decorrer de um dia, como apresentado na Figura 27, conforme irradiação solar, características de custo da energia elétrica e disponibilidade da rede de energia. Além disso, foram definidos critérios para tomada de decisão da seleção de fornecimento e prioridades para injeção de energia. Foram avaliados critérios como disponibilidade de energia, custo, continuidade do fornecimento e impactos ambientais.

10.1 DEFINIÇÃO DAS FASES

10.1.1 Definição da Fase 1

A Fase 1 refere-se ao período entre 07:00 e 18:00 horas, comumente caracterizado pelo horário comercial. Durante esta fase ocorrem os maiores níveis de irradiação solar com pico entre o horário das 10:00 e 14:00 horas. A Fase 1 é representada na Figura 30.

Figura 30 – Representação do período referente à Fase 1.



Durante esta fase foram simulados os possíveis cenários:

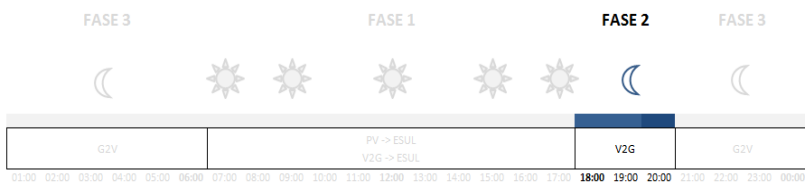
I. O gerador fotovoltaico deverá atender a edificação possibilitando a redução da demanda contratada e a modulação da curva de carga. Os veículos elétricos também poderão atuar como fonte de energia e abastecer a edificação caso ocorra uma redução da incidência solar, o que trará confiabilidade ao sistema, pois mesmo sem incidência de sol será possível modular a curva de carga.

II. O gerador fotovoltaico irá abastecer a frota de veículos elétricos, caso o consumo da edificação esteja abaixo de um valor que deverá ser estabelecido pelo controle do sistema.

10.1.2 Definição da Fase 2

A Fase 2 ocorre durante o período das 18:00 às 21:00 horas, definido como horário de ponta, conforme representado na Figura 31. De acordo com a Resolução 456 Aneel, o horário de ponta caracteriza o período definido pela concessionária e composto por três horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais, considerando as características do seu sistema elétrico.

Figura 31 – Representação do período referente à Fase 2.

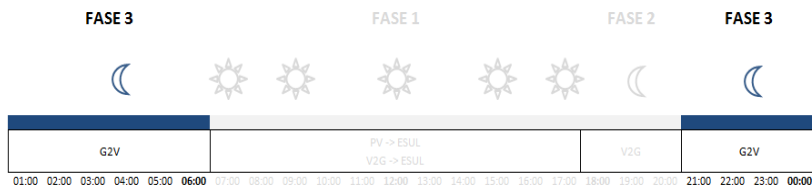


O horário de ponta representa um alto custo às concessionárias de energia, tendo em vista a necessidade de ampliação do sistema para atender ao pico de carga durante estas três horas. Dessa forma, durante este período deverá ocorrer o processo de V2G, no qual é realizada a injeção da energia excedente das baterias do veículo elétrico para a rede. Esta energia injetada é de grande importância para o sistema elétrico, pois contribui para a redução do pico de demanda e alívio do sistema durante o período do dia em que a energia é mais cara para o consumidor.

10.1.3 Definição da Fase 3

A Fase 3 ocorre durante o período entre 21:00 e 07:00 horas (Figura 32). Este período é caracterizado pela ociosidade da rede pública, com baixos níveis de consumo de energia, ideal para carregar as baterias do veículo elétrico e possibilitar a utilização desta energia durante um período que represente maior custo tanto para o consumidor quanto para a concessionária.

Figura 32 – Representação do período referente à Fase 3.



Durante o período da madrugada, será possível carregar de forma contínua a frota de veículos elétricos por até nove horas consecutivas.

10.2 BALANÇO DE ENERGIA

O balanço de energia é possível devido ao fato de que todos os agentes que compõem a rede inteligente definida - geradores, cargas e dispositivos de armazenamento de energia - atuam de forma interconectada através de mecanismos de comunicação que possibilitam a interoperabilidade. Esta situação é possibilitada pela rede inteligente. O balanço tem como objetivo buscar a relação ótima de injeção e consumo de energia entre os agentes envolvidos, visando à melhor forma de operação do sistema.

A arquitetura estrutural e funcional deste sistema deve contar com um controle capaz de realizar, de forma dinâmica e automática, a reconfiguração do arranjo de conexões conforme as prioridades de atuação estabelecidas.

Em cada Fase foram definidas as prioridades de atuação dos geradores e consumidores, conforme as características de irradiação solar, custo da energia e disponibilidade do sistema.

10.2.1 Balanço de Energia - Fase 1

Para desenvolver as análises referentes à Fase 1, a soma de geração de energia dos agentes geradores menos a soma de consumo de energia deverá resultar no menor consumo global de energia e maior redução da demanda, conforme (6).

$$\Sigma \text{ Geradores} - \Sigma \text{ Consumidores} = \text{relação ótima} \quad (5)$$

Detalhando:

$$\Sigma (\text{FV, I.VEs, GRID}) - \Sigma (\text{ESUL, C.VEs}) = \text{relação ótima} \quad (6)$$

Onde:

FV = gerador fotovoltaico

I.VEs = injeção veículos elétricos

GRID = rede pública de energia

ESUL = consumo edificação (Eletrosul)

C.VEs = consumo veículos elétricos

A ordem de prioridade de injeção dos agentes geradores foi definida conforme a Tabela 22.

Tabela 22 - Definição da prioridade de injeção dos geradores – Fase 1.

Prioridade Injeção Geradores	
Ordem	Gerador
1	FV
2	VE
3	GRID

A Tabela 22 indica que o gerador FV terá prioridade na injeção de energia, seguido pela injeção dos veículos elétricos e, caso houver necessidade, a concessionária irá fornecer energia à edificação. Como o objetivo destes agentes geradores durante a Fase 1 é modular a curva de carga da edificação e não injetar energia na rede durante este período, a injeção deverá ser modulada conforme apresentado na Tabela 23.

As condições de injeção de energia indicam que o gerador FV deverá atuar sem restrição, conforme ocorra a geração de energia para abastecer a edificação. Os veículos elétricos irão injetar energia de forma controlada, visando apenas modular a curva de carga. A modulação da injeção dos veículos elétricos será realizada em função da curva resultante entre o consumo de energia da Eletrosul e a geração FV. A injeção de energia através da rede pública deverá ocorrer sem

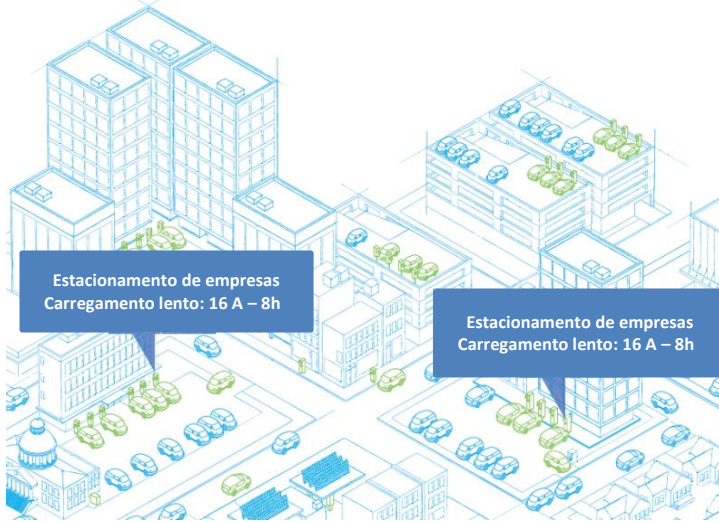
restrição, porém será definida em função da curva resultante entre o consumo da Eletrosul, a geração FV e a injeção de energia proveniente dos veículos elétricos. Ou seja, a rede deverá abastecer apenas a parcela que o gerador FV e os veículos elétricos não forem capazes de abastecer.

Tabela 23 – Detalhamento das condições de injeção de energia – Fase 1.

①	FV	Injeção = 100% → ESUL > 0 kW
②	VE	Injeção = 0 → ESUL - FV < 300 kW Injeção = 10% → 300 kW < ESUL - FV < 500 kW Injeção = 20% → 500 kW < ESUL - FV < 700 kW Injeção = 40% → 700 kW < ESUL - FV < 900 kW Injeção = 50% → 900 kW < ESUL - FV < 1000 kW
③	GRID	Injeção = 100% → ESUL - FV - VE > 0 kW

Para possibilitar a injeção de energia proveniente dos VEs, a Eletrosul deverá possuir uma infraestrutura equipada com estações para a conexão e o fluxo bidirecional dos VEs, conforme modelo apresentado na Figura 33.

Figura 33 – Modelo da infraestrutura para conexão de VEs e a possibilidade de realização das operações V2G e G2V.



Fonte: GE General Electric, 2012.

A Figura 34 apresenta um modelo de estação de carregamento tipo poste, disponível no mercado, que pode ser utilizado como solução para compor a infraestrutura necessária.

Figura 34 – Estação de carregamento. Modelo de poste do fornecedor General Electric.



Fonte: GE General Electric, 2012.

No Anexo B é apresentado um resumo do catálogo das especificações técnicas da estação de carregamento modelo de poste do fornecedor General Electric.

10.2.2 Balanço de Energia - Fase 2

As baterias deverão manter uma reserva permanente de energia necessária em função da necessidade de ampliação do sistema para atender o pico de carga durante as três horas correspondentes ao horário de ponta. Dessa forma, durante este período deverá ocorrer o processo de V2G, no qual é realizada a injeção da energia disponível nas baterias do veículo elétrico para a rede. Esta energia injetada é de grande importância para o sistema elétrico, pois contribui para a redução do pico de demanda e alívio do sistema durante o período mais crítico do dia.

Conforme apresentado na seção 8.1, foi considerado deslocamento diário de 60 km, divididos em 2x25 km para percurso até o trabalho e retorno (50 km diários) e 10 km adicionais para situações de emergência.

Na situação típica de uso de um veículo elétrico no conceito V2G/G2V, o usuário se desloca no início da manhã até o local de trabalho e deixa seu veículo estacionado, conectado em uma tomada elétrica disponível no estacionamento. O veículo elétrico permanece estacionado durante a maior parte das horas de incidência solar e, nesse período, um gerador solar fotovoltaico integrado à cobertura da edificação pode fornecer energia para recarregar as baterias do veículo (G2V), caso não esteja abastecendo a edificação no qual está inserido, ou o veículo elétrico pode injetar energia na rede em momentos de baixa incidência solar, para modular a curva de consumo da edificação. Ao final da jornada de trabalho o usuário utiliza o veículo elétrico para se deslocar de volta à residência e ao chegar novamente ao seu destino irá conectá-lo à rede elétrica, deixando o mesmo disponível para o processo de V2G durante o horário de ponta (e posteriormente G2V durante a madrugada – Fase 3).

Tendo em vista que as baterias devem manter uma reserva permanente necessária para o percurso definido de 60 km, então a injeção de energia na rede durante o horário de ponta será de, no máximo, 15 kWh por veículo. Ou seja, o máximo admissível de injeção de energia da bateria na rede elétrica durante o período de ponta é de 60% da capacidade da bateria de cada VE, menos a energia injetada para modular a curva de carga da edificação, caso tenha ocorrido o processo de V2G durante a Fase 1.

A energia necessária para abastecimento do VE durante o horário da madrugada é a mesma quantidade de energia entregue durante a contribuição V2G (energia injetada para modulação da curva de carga da edificação, mais a energia injetada durante o horário de ponta); mais a energia dispendida pelo deslocamento do VE, acrescido da parcela de perdas de carga/descarga impostas pela eficiência dos processos de carga e descarga, que são da ordem de 3% (Broussely, 2007).

Para calcular a potência e a energia que é injetada na rede elétrica, é necessário estimar a quantidade de veículos disponíveis para realizar o processo de V2G. Para que este processo ocorra, as residências devem estar equipadas com um ponto de abastecimento para possibilitar o carregamento das baterias dos VEs e injeção da energia na rede. Foram utilizados os parâmetros do modelo desenvolvido pela GE – Dura Station 16 A, 220V, 3,4 kW para instalação em residências, conforme mostra a Figura 35.

Figura 35 – Estação de carregamento. Modelo residencial do fornecedor General Electric.



Fonte: GE General Electric, 2012.

10.2.3 Balanço de Energia - Fase 3

A Fase 3 caracteriza o período de ociosidade da rede pública, com baixos níveis de consumo de energia, ideal para recarregar as baterias dos VEs durante a noite e possibilitar a utilização desta energia durante um período que represente maior custo tanto para o consumidor quanto para a concessionária.

Para desenvolver os cálculos de abastecimento durante a Fase 3, foi considerado o abastecimento total das baterias, ou seja, durante o dia o VE utilizaria toda a sua carga.

$$\text{Deslocamento} + \text{injeção Fase 1} + \text{injeção Fase 2} = \text{carga completa} \quad (7)$$

O tempo necessário para realizar o carregamento total da bateria é apresentado abaixo:

$$\text{Tempo abastec total} = \frac{\text{Energia Total Bateria}}{\text{Potência Tomada Lenta}} = \frac{25 \text{ kWh}}{3,4 \text{ kW}} = 7,35 \text{ horas} \quad (8)$$

A durabilidade das baterias é medida de duas formas; ciclo de vida útil, que representa o número de vezes que uma bateria pode ser carregada e descarregada até que sua capacidade de carga não consiga ir além de 80% da capacidade de carga nominal; e a profundidade de descarga, parâmetro frequentemente referido por DOD (*Depth of Discharge*) e que trata da quantidade de carga retirada da bateria num ciclo típico de funcionamento, expressa em percentual da capacidade nominal desta. Ou seja, o ciclo de vida da bateria diminui conforme a intensidade de descarga.

Para calcular o impacto dos veículos na rede elétrica durante o período da madrugada, foi considerado o pior caso, no qual ocorre carregamento total das baterias. Contudo, no balanço da rede inteligente é possível definir percentuais máximos de carga e descarga das baterias. Neste trabalho foi considerada a possibilidade de utilização da carga completa das baterias, por questões estratégicas e também porque as modernas tecnologias de baterias de Li-Ion permitem ciclos profundos de descarga sem prejuízo da vida útil do acumulador.

11. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Foram realizadas simulações diárias para todo o ano de 2010, utilizando a metodologia de balanço de energia proposta. Os resultados das simulações são apresentados em duas etapas. Primeiramente é apresentada a análise completa de um dia padrão, com o desenvolvimento detalhado do balanço de energia realizado durante as três fases e, posteriormente, são verificadas as particularidades resultantes da arquitetura proposta, identificadas a partir destas análises diárias. As simulações diárias são apresentadas no Apêndice B através da curva original de demanda e a curva resultante após o balanço de energia.

Foram analisados 302 dos 365 dias do ano de 2010, correspondente a 82,7% da amostragem total. A memória de massa da Celesc apresentou erro em 63 dias distribuídos nos meses de março, julho, agosto, setembro, outubro e dezembro.

11.1 ANÁLISE DE CASO DETALHADA

Para exemplificar a aplicação da metodologia desenvolvida neste trabalho, foram utilizados os dados do dia 12/04/2010 (segunda-feira) para desenvolver a análise detalhada das etapas do balanço de energia. Este dia representa um dia padrão de consumo de energia da edificação, no qual o consumo aumenta gradativamente a partir das 06:30 horas, mantém o pico durante o período de atividade até às 18:00 horas e reduz gradativamente a partir deste horário. Durante este dia também é observada a curva padrão da geração FV, que aumenta conforme a ocorrência da irradiação solar e alcança o pico de geração de energia às 12:00 horas. A partir deste horário ocorre uma redução gradativa da geração de energia até em torno das 17:00 horas.

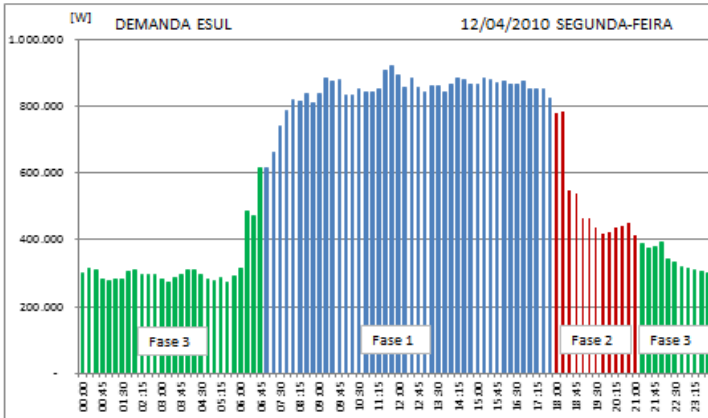
11.1.1 Análise de Caso – Simulação da Fase 1

O balanço de energia tem impacto direto na curva de demanda da edificação durante a Fase 1, pois a geração FV irá atuar com o objetivo de reduzir o pico de carga e a injeção dos VEs deverá ocorrer conforme as condições de contorno apresentadas em 10.2.1.

A curva de consumo da Eletrosul no dia 12/04/2010 é apresentada na Figura 36. O gráfico apresenta as fases com diferentes

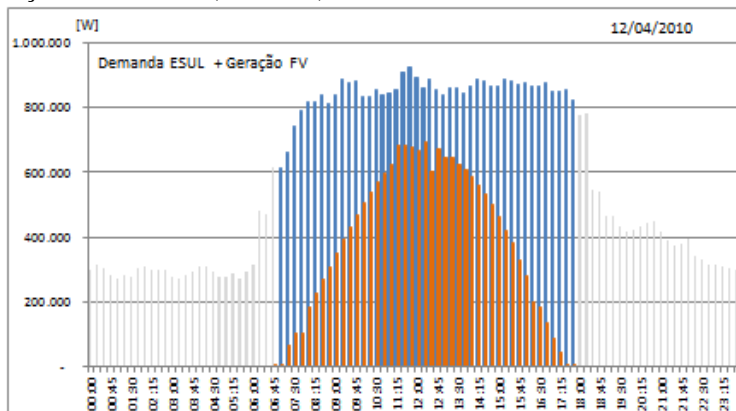
cores para facilitar a visualização do período a que cada fase corresponde, sendo que a Fase 1 é indicada pela cor azul, a Fase 2 (período de ponta) indicado pela cor vermelha e a Fase 3 (período madrugada) indicado pela cor verde.

Figura 36 – Curva de carga da Unidade Consumidora Eletrosul (12/04/2010).



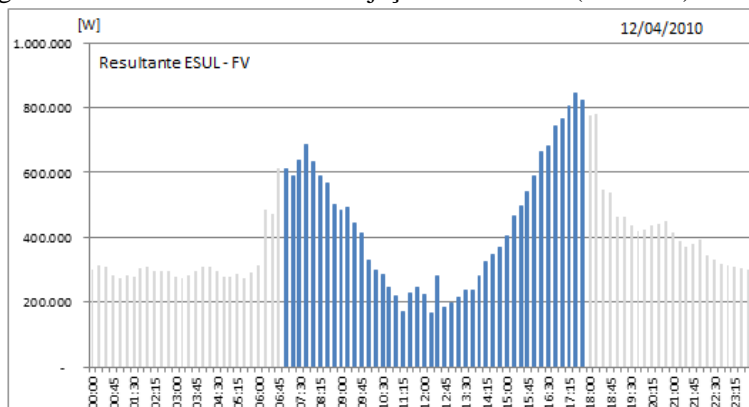
A Figura 37 apresenta a curva de injeção do gerador FV de 1 MWp obtida a partir dos dados reais de geração da planta piloto de 12 kWp na data de 12/04/2010, sobreposta à curva de consumo da Eletrosul na mesma data. Conforme as condições de contorno definidas, a injeção FV possui prioridade de despacho, ou seja, toda a energia gerada pelo gerador FV deverá ser utilizada para suprir a necessidade da edificação.

Figura 37 – Curva de carga da Unidade Consumidora Eletrosul x Curva Geração FV - Fase 1 (12/04/10).



A Figura 38 apresenta a curva resultante da injeção de toda a energia gerada pelo sistema FV de 1 MWp na unidade consumidora, como se fosse uma carga negativa conectada ao prédio. Ou seja, é apresentada apenas a parcela de consumo que o gerador FV não abasteceu.

Figura 38 – Curva Resultante da Injeção FV - Fase 1 (12/04/10).



Para suprir os dois picos de demanda resultantes da injeção FV, foi acionada a prioridade 2, ou seja, a injeção de energia proveniente dos VEs que já se encontram estacionados na Eletrosul no início da manhã.

De acordo com o departamento de infraestrutura, a Eletrosul possui um estacionamento com capacidade para 700 veículos. Para desenvolver o balanço proposto neste trabalho, uma frota de VE foi proposta e foi estimada a disponibilidade dos VEs conforme os períodos do dia, ou seja, foi estimada a quantidade de veículos estacionados e conectados à rede para possibilitar o processo de V2G, com o objetivo de reduzir os picos. Esta estimativa é apresentada na Tabela 24 e foi definida com o auxílio do departamento de infraestrutura e os funcionários da portaria dos estacionamentos da Eletrosul.

Tabela 24 – Estimativa de disponibilidade horária dos VEs para injeção de energia.

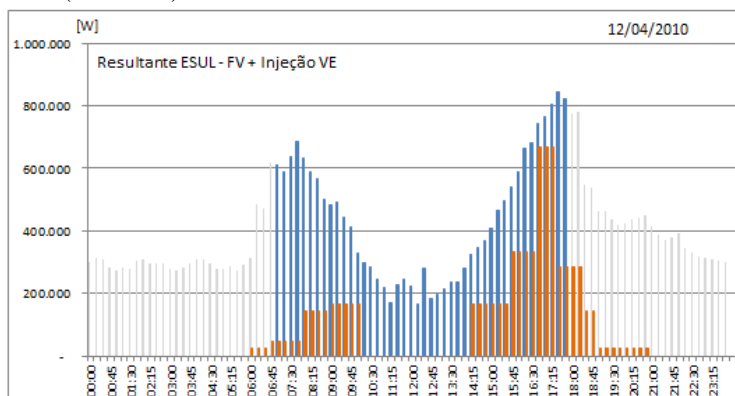
Período	% VEs disponíveis	VEs disponíveis [Un.]
06:00 - 08:00	10%	70
08:00 - 09:00	30%	210
09:00 - 11:30	70%	490
11:30 - 13:30	50%	350
13:30 - 17:30	70%	490
17:30 - 19:00	30%	210
19:00 - 21:00	10%	70

Além da estimativa de disponibilidade dos VEs é necessário analisar a modulação de injeção dos VEs, tendo em vista que o objetivo da injeção durante a Fase 1 é modular a curva de carga da Eletrosul e não injetar energia na rede elétrica pública.

A injeção de energia a partir dos VEs deve ocorrer em função da curva resultante da injeção FV apresentada na Figura 38 e deve respeitar as condições de contorno apresentadas na Tabela 23. Estes valores foram definidos visando modular a curva de carga e possibilitar a reconstrução da demanda e, após concluídas as análises diárias durante todo o ano de 2010, é possível verificar se os parâmetros de modulação estão de acordo, ou se há necessidade de revisar as condições de contorno. É importante observar que estes valores podem ser alterados conforme a flexibilidade da contratação de demanda. Porém quanto mais energia das baterias dos VEs for injetada durante este período, menos energia estará disponível para a injeção durante o período de ponta. A Figura 39 apresenta a curva de injeção dos VEs sobreposta à curva resultante ESUL-FV.

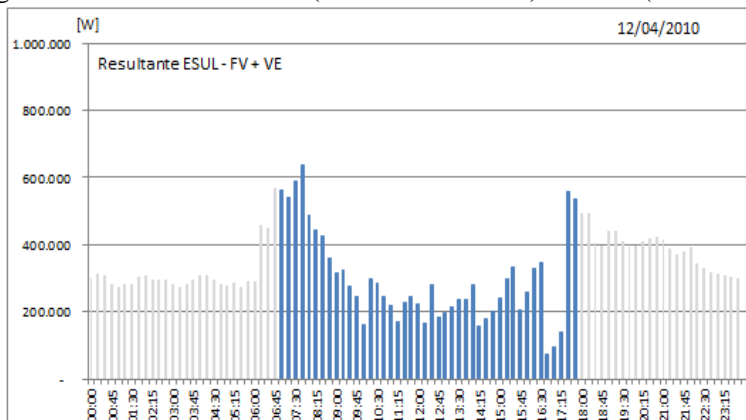
É possível observar que a injeção dos VEs não acompanha a proporção dos picos de demanda. Isto ocorre, pois apesar da modulação ser a mesma, a disponibilidade horária dos VEs é diferente, conforme apresentado na Tabela 24.

Figura 39 – Curva Resultante (ESUL – FV) + Curva de Injeção dos VEs - Fase 1 (12/04/10).



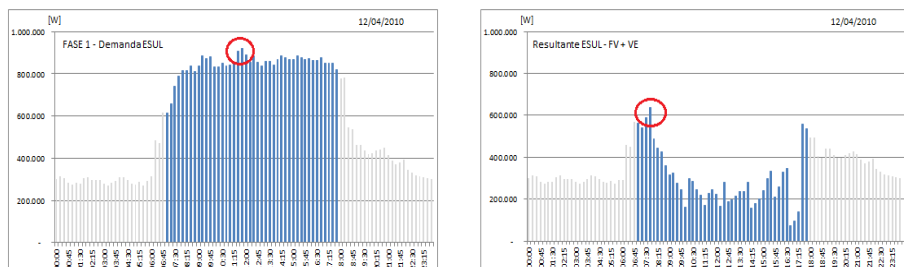
A Figura 40 apresenta a curva resultante do balanço energético realizado na Fase 1. A curva representa a relação entre o consumo de energia da Eletrosul menos a geração FV do gerador de 1 MWp menos a injeção modulada dos VEs.

Figura 40 – Curva Resultante (ESUL – FV – VEs) - Fase 1 (12/04/10).



A Figura 41 apresenta o comparativo entre a curva de demanda inicial e a resultante após o final do balanço de energia durante a Fase 1. Em destaque, são apresentados os picos de demanda antes e depois do balanço de energia.

Figura 41 – Comparativo Curvas Demanda ESUL x Resultante (ESUL – FV – VEs) - Fase 1 (12/04/10).



11.1.2 Análise de Caso – Simulação da Fase 2

A Tabela 25 apresenta os parâmetros para os cálculos de potência e energia que serão injetados durante o horário de ponta

Tabela 25 - Parâmetros para cálculo de potência – Fase 2.

Disponibilidade dos veículos na Eletrosul	700 un.
Capacidade da bateria de um VE (100%)	25 kWh
Energia disponível para injeção (60%)	15 kWh
Potência da tomada para carga/descarga	3,4 kW

A injeção de energia na rede está limitada pela potência de 3,4 kW, que caracteriza a potência da tomada lenta. Esta limitação é demonstrada a seguir:

$$Pot\ tomada = 3,4\ kW$$

$$Injeção\ VEmax = 3.400\ Wh/h$$

$$Injeção\ Ponta\ VEmax = 3.400\ Wh/h * 3h = 10.200\ Wh = 10,2\ kWh$$

Conforme apresentado, cada VE poderia injetar em torno de 60% da carga da bateria na rede (15 kWh). Porém, devido à limitação da

tomada lenta, seria possível injetar apenas 10,2 kWh, restando em torno de 4,8 kWh nas baterias, que equivalem a 28,8 km que o veículo ainda poderia andar com a carga remanescente.

$$\text{Tempo de injeção da tomada lenta} = \frac{\text{Energia disponível}}{\text{Potência Tomada}} = \frac{15\text{kWh}}{3,4\text{kW}} = 4,41\text{h} \quad (9)$$

Para injetar todos os 15 kWh com uma tomada com potência de 3,4 kW, seriam necessárias 4,41 horas para descarga, o que ultrapassa o período de 3 horas do horário de ponta.

Para realizar o cálculo de potência, foi utilizada a seguinte relação:

$$\text{Potência injetada (kW)} = \text{VE} * \text{Dispon\%VE} * \text{Potência Tomada (kW)} \quad (10)$$

A Tabela 26 apresenta o cálculo da potência injetada durante o período de ponta. Foi estimado que 50% dos VEs estariam disponíveis para realizar o processo de V2G entre as 18:00 e 19:00 horas nas residências e entre as 19:00 e 21:00 horas, 70% dos VEs estariam disponíveis para realizar a operação. Esta diferenciação ocorre em função do tempo gasto para realizar o percurso Eletrosul-casa.

Durante a primeira hora do período de ponta são injetados 1.190 kW e nas duas horas subsequentes 1.666 kW. Esta potência pode representar alívio considerável ao sistema elétrico.

Tabela 26 – Injeção de Potência – Fase 2.

Hora	% VE PONTA	Qtdd VEs	Injeção VE [kW]
18:00	50%	350	1.190
18:15	50%	350	1.190
18:30	50%	350	1.190
18:45	50%	350	1.190
19:00	70%	490	1.666
19:15	70%	490	1.666
19:30	70%	490	1.666
19:45	70%	490	1.666
20:00	70%	490	1.666
20:15	70%	490	1.666
20:30	70%	490	1.666
20:45	70%	490	1.666

A Tabela 27 apresenta o cálculo da energia injetada durante o período de ponta. Foram utilizados os mesmos percentuais de disponibilidade dos VEs usados para o cálculo de potência.

Tabela 27 – Injeção de Energia – Fase 2.

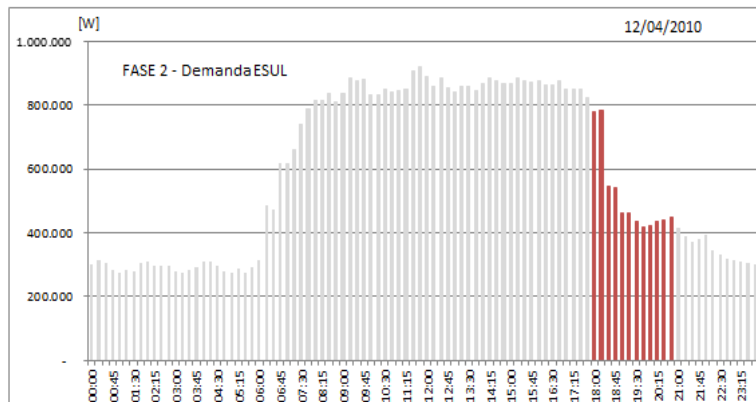
Hora	% VE Ponta	Qtdd VEs	Injeção VE [kWh]	Injeção Acumulada [kWh]
18:00	50%	350	1.190	1.190
19:00	70%	490	1.666	2.856
20:00	70%	490	1.666	4.522

Ao final do período de ponta, terão sido injetados 4.522 kWh de energia na rede. A injeção desta energia durante o período de ponta possibilitaria ao usuário vender esta energia à rede durante período mais caro do dia.

Diferentemente da Fase 1, o balanço de energia realizado nas Fases 2 e 3 não tem impacto direto na demanda de energia da Eletrosul, pois durante a Fase 2 é realizado o processo de V2G (transferência de energia dos VEs à rede pública de energia) e durante a Fase 3 é realizado o processo de G2V (transferência de energia da rede pública de energia para os VEs). Contudo, devido à característica de interoperabilidade do sistema, é apresentado um comparativo virtual onde é possível identificar o impacto que o balanço de energia teria sobre o consumo da edificação.

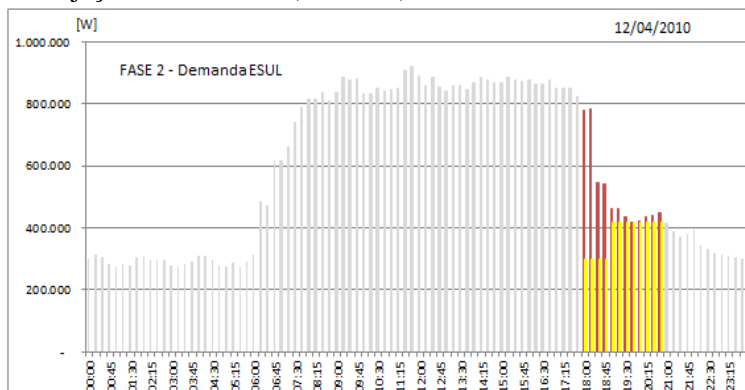
A Figura 42 apresenta a curva de carga da Eletrosul com o período de horário de ponta destacado. É possível observar que nos dois primeiros ciclos de medição de 15 minutos do horário de ponta ocorrem picos da demanda, pois durante este período os VEs estão em trânsito Eletrosul-lares e indisponíveis para a atuação do V2G.

Figura 42 – Consumo de energia da Unidade Consumidora Eletrosul no Horário de Ponta – Fase 2 (12/04/10).



A Figura 43 apresenta a curva de injeção dos VEs na rede sobreposta à curva de demanda da Eletrosul.

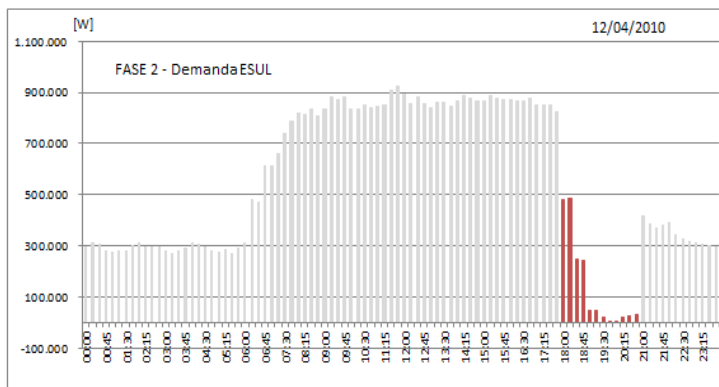
Figura 43 – Curva de consumo da Unidade Consumidora Eletrosul x Curva Injeção VEs - Fase 2 (12/04/10).



A Figura 44 apresenta a curva resultante do balanço energético realizado na Fase 2. É possível observar que, quando ocorre ultrapassagem de demanda, a injeção dos VEs na rede não reverte a situação. Ocorre amortização, pois a base é eliminada, mas o pico permanece. A injeção de energia durante este período está limitada à

disponibilidade dos VEs, não sendo então possível reverter esta situação apenas com os VEs. Uma solução possível seria a atuação de um gerador a diesel para evitar os picos durante o período de ponta, pois a atuação do gerador a diesel durante dois ciclos de 15 minutos possibilitaria a redução da demanda contratada.

Figura 44 – Curva Resultante (ESUL – V2G) - Fase 2 (12/04/10).



11.1.3 Análise de Caso – Simulação da Fase 3

Como a Fase 3 corresponde ao período das 21:00 às 07:00 horas, totalizando 10 horas, e a bateria de 25 kWh levaria 7,35 horas para abastecimento completo, a tomada lenta não representa uma limitação no processo de G2V. A Tabela 28 apresenta a necessidade de potência durante a Fase 3 para abastecer 90% dos VEs.

Tabela 28 – Demanda de potência para a realização da recarga completa dos VEs durante a madrugada – Fase 3.

Hora	% VE PONTA	Qtdd VEs	Injeção VE [kW]
21:00	90%	630	2.142
21:15	90%	630	2.142
21:30	90%	630	2.142
21:45	90%	630	2.142
22:00	90%	630	2.142
22:15	90%	630	2.142
22:30	90%	630	2.142
22:45	90%	630	2.142

Hora	% VE PONTA	Qtdd VEs	Injeção VE [kW]
23:00	90%	630	2.142
23:15	90%	630	2.142
23:30	90%	630	2.142
23:45	90%	630	2.142
00:00	90%	630	2.142
00:15	90%	630	2.142
00:30	90%	630	2.142
00:45	90%	630	2.142
01:00	90%	630	2.142
01:15	90%	630	2.142
01:30	90%	630	2.142
01:45	90%	630	2.142
02:00	90%	630	2.142
02:15	90%	630	2.142
02:30	90%	630	2.142
02:45	90%	630	2.142
03:00	90%	630	2.142
03:15	90%	630	2.142
03:30	90%	630	2.142
03:45	90%	630	2.142
04:00	90%	630	2.142
04:15	90%	630	2.142
04:30	90%	630	2.142
04:45	90%	630	2.142
05:00			
05:15			
05:30			
05:45			
06:00			
06:15			
06:30			
06:45			

Para abastecer 90% dos VEs, a rede sofre impacto de 2.142 kW durante o período da madrugada. Como se trata de um período de ociosidade da rede, esta necessidade de potência não deve impactar a estrutura do sistema elétrico. A Tabela 29 apresenta o consumo de energia durante este período para abastecer completamente 90% dos VEs.

Tabela 29 – Consumo de energia para abastecimento da frota de VEs – Fase 3.

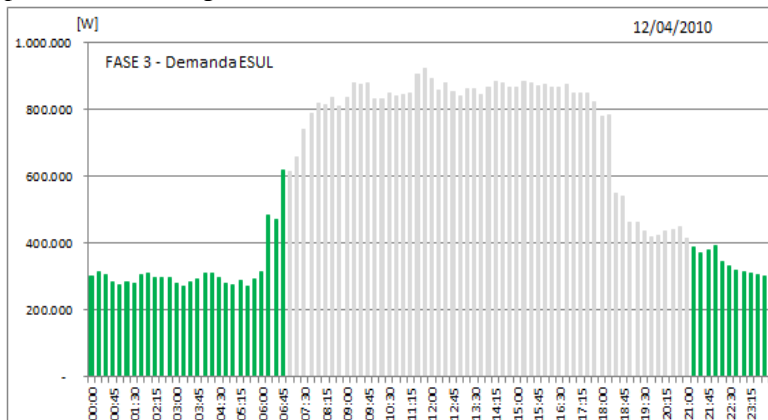
Hora	% VE Ponta	Qtdd VEs	Injeção VE [kWh]	Injeção Acumulada [kWh]
21:00	90%	630	2.142	2.142
22:00	90%	630	2.142	4.284
23:00	90%	630	2.142	6.426
00:00	90%	630	2.142	8.568
01:00	90%	630	2.142	10.710
02:00	90%	630	2.142	12.852
03:00	90%	630	2.142	14.994
04:00	90%	630	2.142	17.136
05:00				
06:00				

Ao final da Fase 3, terão sido consumidos 17.136 kWh/dia para abastecer completamente 90% de frota de VEs da Eletrosul.

Conforme realizado na Fase 2, será apresentado um comparativo virtual do consumo da edificação na Fase 3.

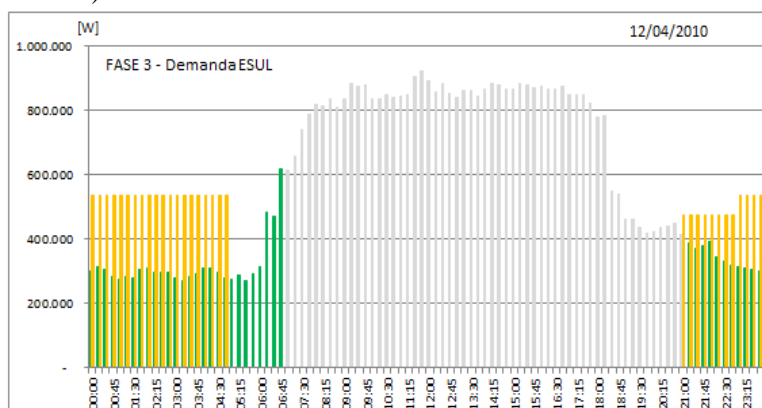
A Figura 45 apresenta a curva de carga da Eletrosul com o período da madrugada destacado.

Figura 45 – Curva de consumo da Unidade Consumidora Eletrosul com o período da madrugada destacado – Fase 3 (12/04/10).



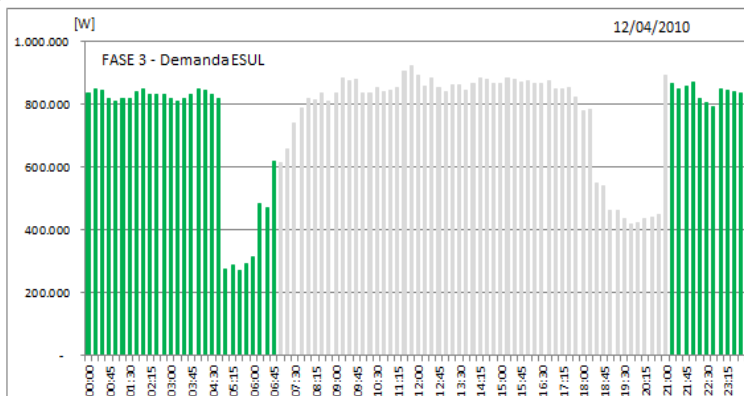
A Figura 46 apresenta a curva de abastecimento dos VEs sobreposta à curva de demanda da Eletrosul. Ao contrário dos casos anteriores, a curva de abastecimento dos VEs representa injeção (consumo) da rede elétrica; então, será somada à curva de consumo da edificação.

Figura 46 – Curva de consumo da Unidade Consumidora Eletrosul no período da madrugada x adição da recarga de VEs (G2V) - Fase 3 (12/04/10).



A Figura 47 apresenta a curva resultante do balanço energético realizado na Fase 3. É possível observar que ocorre aumento do consumo e a demanda chega a dobrar durante este período. Em função da ociosidade durante o período da madrugada, a carga extra de abastecimento dos VEs não representa uma necessidade de investimento para ampliação do sistema.

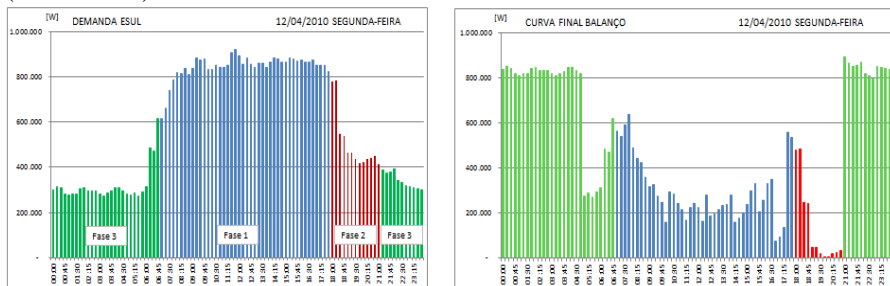
Figura 47 – Curva Resultante (ESUL + V2G) - Fase 3 (12/04/10).



11.1.4 Análise de Caso – Resultado do balanço de energia

A Figura 48 apresenta um comparativo entre a curva de consumo da Unidade Consumidora Eletrosul antes e depois de realizar o balanço de energia no dia 12/04/2010.

Figura 48 – Comparativo do Resultado do Balanço de Energia (12/04/2010).



O resultado satisfaz o objetivo global, que consiste em modular a curva de carga durante a Fase 1 e aliviar o pico de carga diurno, reduzir o consumo durante o horário de ponta e abastecer os VEs durante o período da madrugada.

Como resultado do Balanço de Energia realizado na Fase 2, durante a primeira hora do período de ponta o sistema teria um alívio de 1.190 kW de capacidade e nas duas horas subsequentes, 1.666 kW. Para

efeitos de comparação, seriam necessários 20% dos VEs, ou seja, 476 kW para zerar a demanda contratada da Eletrosul no horário de ponta.

11.2 ANÁLISE DAS PARTICULARIDADES DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Devido ao grande volume de simulações, foi possível identificar particularidades no balanço da energia envolvendo o consumo da edificação, a injeção e recarga dos veículos elétricos e o gerador fotovoltaico. Estas particularidades foram representadas através de estudos de caso, onde foram destacados os dias de ocorrência e servem para moldar e definir as limitações deste balanço. A partir da definição das limitações é possível identificar soluções e avaliar a possibilidade de novas estruturas de redes inteligentes.

Foram analisadas algumas datas onde a ocorrência da particularidade é notória; contudo, essa particularidade pode ter ocorrido mais vezes ao longo do ano.

11.2.1 Análise de Caso 1 – Finais de semana

As principais características que diferenciam os finais de semanas dos dias úteis são a considerável redução do consumo de energia da Eletrosul e a não disponibilidade dos VEs para realizar a injeção de energia durante a Fase 1 na sede da empresa.

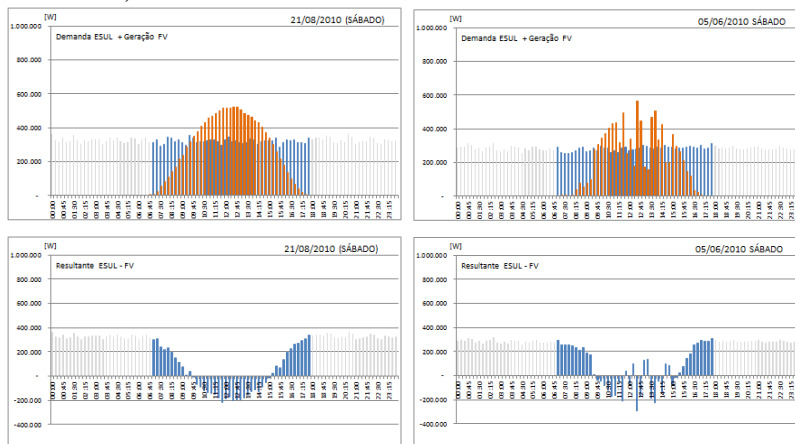
Durante as Fases 2 e 3 não ocorre alteração, pois o balanço de energia durante estas fases ocorre em função da carga dos VEs e esta carga depende do deslocamento dos VEs durante o dia, tendo sido os parâmetros de deslocamento definidos a partir dos dados médios históricos, conforme apresentado na Tabela 19, e não em função do deslocamento casa-trabalho. Então, mesmo que os VEs não sejam utilizados para deslocarem-se até o trabalho, eles serão utilizados para outros fins.

Para exemplificar esta situação, a Figura 49 apresenta as curvas dos dias 21/08/2010 (sábado) e 05/06/2010 (sábado), onde é possível verificar que a não disponibilidade dos VEs não tem impacto em função de redução da demanda e consumo da edificação.

Também é possível verificar a injeção de energia na rede pública a partir do gerador fotovoltaico. Esta situação ocorre apenas durante os finais de semana, pois durante os dias úteis a edificação consome toda a

energia gerada pelo gerador fotovoltaico e nos finais de semana, como o consumo da edificação é muito baixo, ocorre excedente de geração. De acordo com os critérios de prioridade estabelecidos, caso a energia gerada pelo gerador fotovoltaico não fosse consumida pela edificação, seria consumida pelos VEs e como estes não estão disponíveis, a energia seria injetada na rede pública de energia.

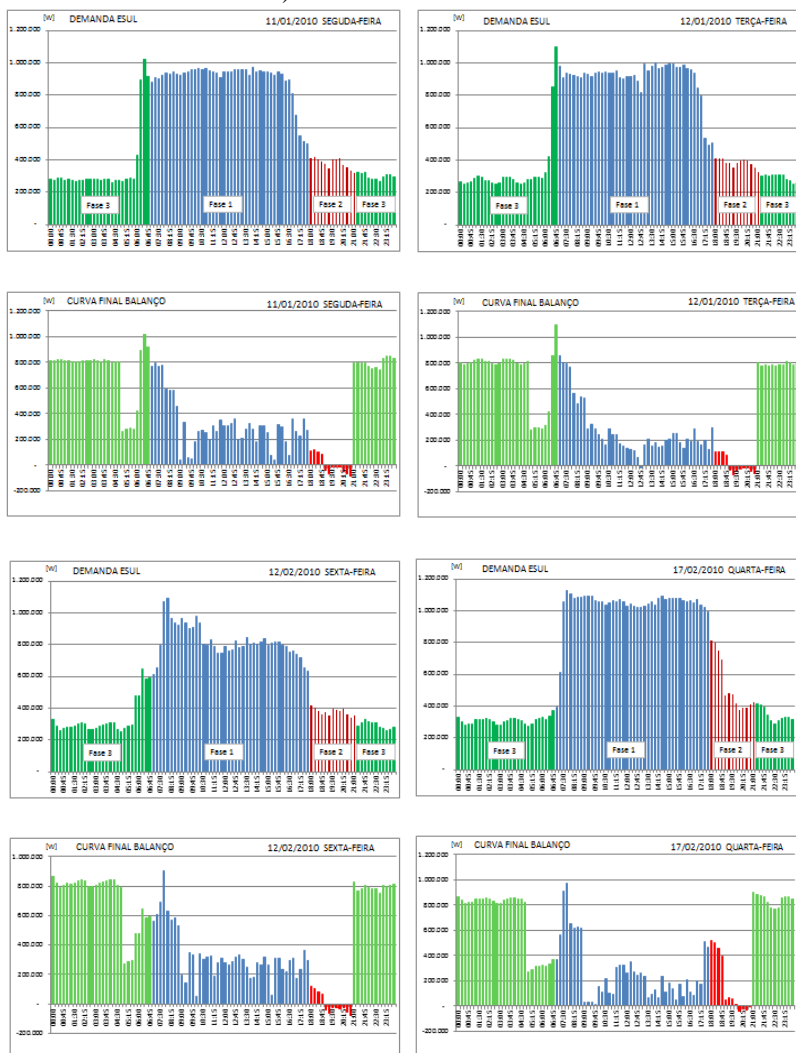
Figura 49 – Curvas características de final de semana (21/08/2010 e 05/06/2010).



11.2.2 Análise de Caso 2 – Picos de demanda

A Figura 50 apresenta as curvas dos dias 11/01/2010, 12/01/2010, 12/02/2010 e 17/02/2010. Estas curvas apresentam picos de demanda durante as Fases 1 e 3, mesmo depois da atuação de todos os agentes geradores. Estas situações indicam que não é seguro reajustar a demanda da edificação com a arquitetura de rede inteligente analisada neste estudo. Este problema poderia ser solucionado com a utilização de um gerador a diesel; porém o custo durante o período fora de ponta inviabiliza a atuação deste equipamento, conforme apresentado no capítulo 9.

Figura 50 – Curvas de pico de demanda (11/01/2010, 12/01/2010, 12/02/2010 e 17/02/2010).

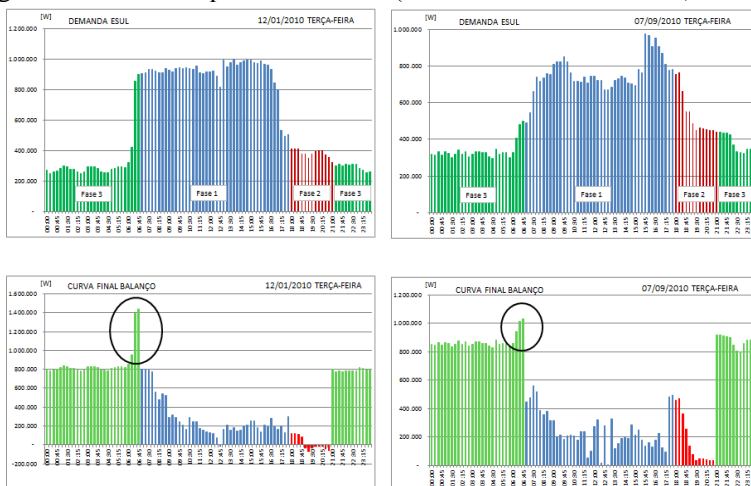


11.2.3 Análise de Caso 3 – “Período crítico”

Durante as simulações foi identificado um período denominado “período crítico”, que corresponde ao horário entre as 05:00 e 07:00 horas, onde ocorre aumento da demanda da edificação e não existe geração solar nem injeção dos VEs, pois a incidência solar ainda é baixa neste horário e os veículos não estão disponíveis no estacionamento (estão em trânsito entre as residências dos funcionários da Eletrosul e a sede da empresa).

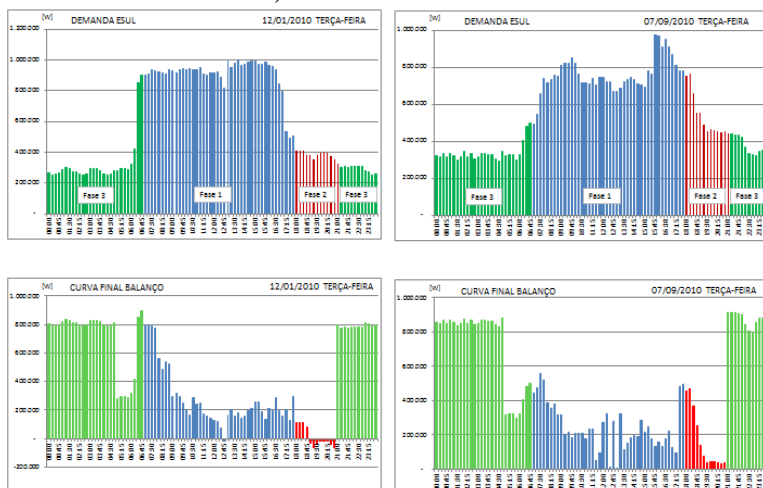
Conforme apresentado na Tabela 29, para abastecer 90% dos VEs são necessárias 7,35 horas e a Fase 3 tem duração de 10 horas, então não há necessidade de abastecer os VEs durante o “período crítico”. Porém, caso fosse mantido o abastecimento, conforme as horas anteriores, a curva de carga apresentaria perfil conforme Figura 51.

Figura 51 – Curvas “período crítico” (12/01/2010 e 07/09/2010).



Esta situação foi solucionada realizando a recarga das baterias dos VEs entre o período das 21:00 às 05:00 horas e entre o período das 05:00 às 07:00 não deve ser realizada a recarga das baterias, conforme visto na Figura 52.

Figura 52 – Curvas resultantes após solução para o “período crítico” (12/01/2010 e 07/09/2010).

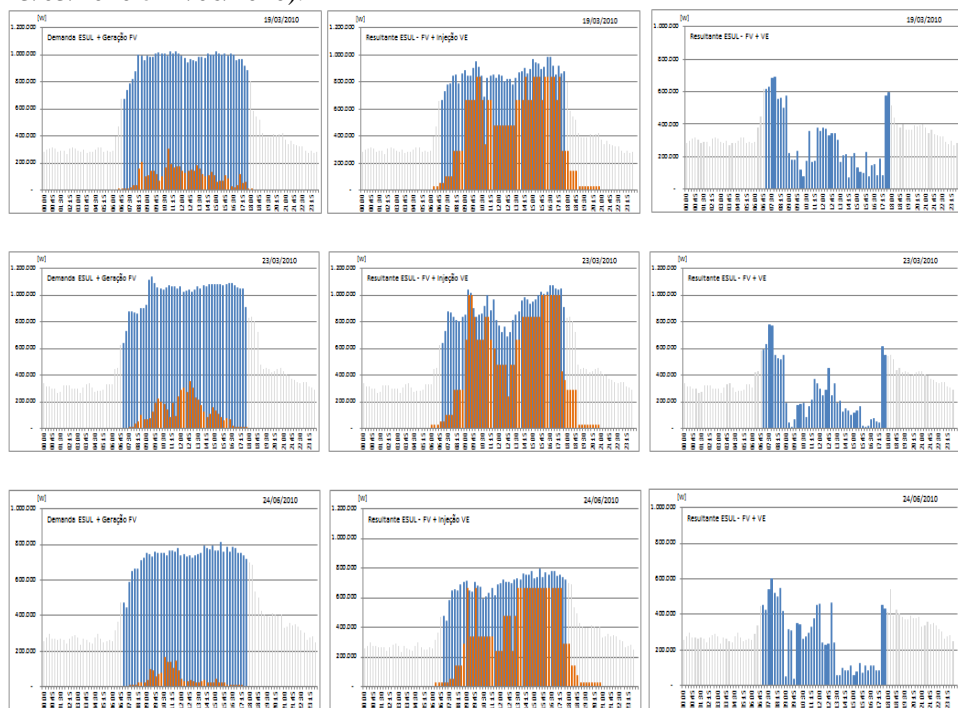


Caso houvesse necessidade, seria inviável manter o abastecimento contínuo durante este período, pois iria representar um pico de demanda considerável ao alimentador e causado pela própria estratégia que pretende mitigar o problema. Desta forma, é imprescindível que ocorra restrição do abastecimento durante o período crítico para manter o balanço de energia.

11.2.4 Análise de Caso 4 – Geração FV nula

A Figura 53 apresenta casos onde a geração FV foi praticamente nula durante a Fase 1. São apresentadas três etapas do processo de balanço de energia; injeção FV (quase nula), injeção VEs e curva resultante final do balanço da Fase 1.

Figura 53 – Curvas com ocorrência de geração FV mínima (19/03/2010, 23/03/2010 e 24/06/2010).

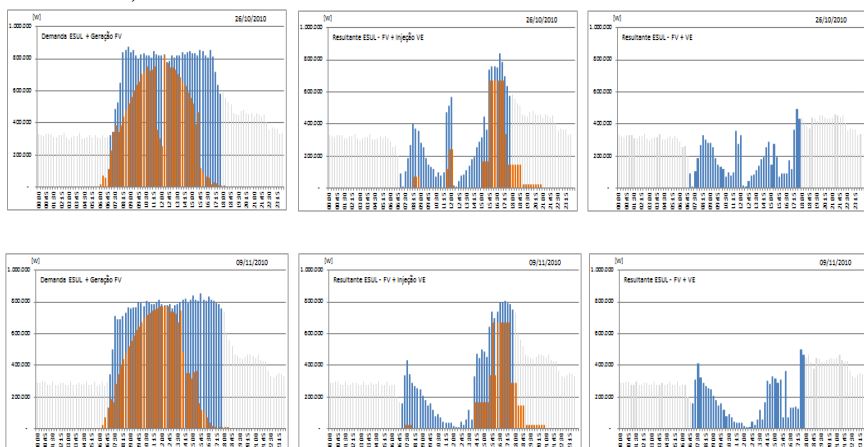


Esses casos demonstram o aumento da confiabilidade do sistema, pois mesmo sem a geração fotovoltaica é possível modular a curva de carga da edificação. É importante destacar que a intensificação do processo de V2G durante a Fase 1 irá reduzir a disponibilidade de energia na bateria dos VEs para realizar o V2G durante a Fase 2. Então é necessário definir a estratégia do balanço de energia.

11.2.5 Análise de Caso 5 – Instabilidade da geração FV

A Figura 54 apresenta casos onde ocorre instabilidade da geração fotovoltaica, possivelmente devido à obstrução da irradiação solar. São apresentadas três etapas do processo de balanço de energia; injeção FV, injeção VEs para compensar a falta da geração FV e a curva resultante final do balanço da Fase 1.

Figura 54 – Curvas de instabilidade da geração FV (26/10/2010 e 09/11/2010).



Estes casos mostram a importância da injeção de energia dos VEs para compensar momentos de instabilidade da geração FV e eliminar picos de demanda, possibilitando a modulação da curva de demanda.

12. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou simulações do balanço de energia realizado em um contexto de geração solar fotovoltaica, veículos elétricos e redes inteligentes, com a utilização da geração solar fotovoltaica integrada a uma edificação urbana e veículos elétricos realizando o processo de suporte à rede (V2G) e recarga de suas baterias (G2V), conforme disponibilidade da estrutura deste sistema distribuído. Este controle é realizado através do balanço de energia e obedece a condições de contorno definidas para as três fases do dia, de acordo com a disponibilidade da rede pública de energia, custo da energia e irradiação solar.

A partir das curvas de demanda elétrica da edificação objeto de estudo e da geração solar de um gerador fotovoltaico em operação junto a esta edificação desde 2009, foram realizadas simulações diárias durante todo o ano de 2010. De acordo com os resultados, foi possível definir as características, limitações e avaliar possíveis soluções para o balanço de energia. Os principais resultados das simulações são apresentados a seguir:

- O resultado do balanço de energia satisfaz o objetivo global, que consiste em modular a curva de carga durante a Fase 1 e aliviar o pico de carga diurno, reduzir o consumo durante o horário de ponta e abastecer os VEs durante o período da madrugada.
- O balanço de energia tem impacto direto na curva de demanda da edificação durante a Fase 1, pois a geração FV irá atuar com o objetivo de reduzir o pico de carga. O balanço de energia realizado nas Fases 2 e 3 não tem impacto direto na demanda de energia da Unidade Consumidora Eletrosul, pois durante a Fase 2 é realizado o processo de V2G (transferência de energia dos VEs à rede pública de energia) e durante a Fase 3 é realizado o processo de G2V (transferência de energia da rede pública de energia para os VEs).
- As condições de contorno podem ser alteradas conforme a estratégia do balanço de energia do sistema. Esta estratégia deve levar em consideração a flexibilidade da modulação da curva de carga da edificação e injeção de energia durante o período de ponta, pois quanto mais energia das baterias dos VEs for injetada

durante a Fase 1, menos energia estará disponível para a injeção durante o período de ponta.

- Não é seguro reajustar a demanda da edificação com a arquitetura de rede inteligente proposta por este estudo. Este problema poderia ser solucionado com a utilização de um gerador a diesel; porém o custo durante o período fora de ponta inviabiliza a utilização desta estratégia.
- Nos casos de ultrapassagem de demanda durante o período de ponta, o gerador a diesel apresenta-se como uma solução técnica e economicamente viável para eliminar picos de demanda.
- A não disponibilidade dos VEs nos finais de semana não representa uma falta para o balanço de energia, pois ocorre drástica redução da demanda e consumo da edificação estudada.
- Durante os finais de semana, devido à redução do consumo da edificação, ocorre excedente de geração de energia através do gerador FV, possibilitando a injeção de energia na rede durante a Fase 1.
- Foi identificado o período denominado “período crítico”, que corresponde ao horário entre as 05:00 e 07:00 horas, onde ocorre aumento da demanda da edificação e não existe ainda geração solar expressiva, nem injeção dos VEs, pois a incidência solar ainda é baixa neste horário e os veículos não estão disponíveis no estacionamento. Durante este período seria inviável manter o abastecimento contínuo dos VEs, pois iria representar um pico de demanda considerável ao alimentador, com o surgimento de um novo pico de demanda. Desta forma, é imprescindível que ocorra restrição do abastecimento durante o período crítico para manter o balanço de energia.
- Os VEs representam aumento da confiabilidade do sistema, pois mesmo nos casos em que a geração FV é nula, é possível modular a curva de carga da edificação. Também foi possível verificar a importância dos VEs para compensar momentos de instabilidade da geração FV e eliminar picos de demanda.

A conclusão geral a que se pode chegar em função do desenvolvimento deste trabalho é que os resultados alcançados com a implementação das redes inteligentes são estratégicos e de grande importância tanto para a rede elétrica, quanto para comercializadores e consumidores de energia. Além disso, a inserção de sistemas de

medição e controle irá permitir a disponibilização de novos serviços integrados e uma melhor gestão do consumo, o que implica em maior qualidade do serviço.

REFERÊNCIAS

ABINEE. **Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica**. Propostas para inserção da energia fotovoltaica na matriz energética brasileira, 2012.

ADITYA, S. K., DAS, D. Battery energy storage for load frequency control of na interconnected power system, **Electric Power Systems Research** 58: 179-185, 2001.

AJAN, C., AHMED, S., TAHA, F., On the policy of photovoltaic and diesel generation mix for an off-grid site: east Malaysian perspectives. **Solar Energy** 74: 453- 67, 2003.

América do Sol. **Sistemas Fotovoltaicos Instalados no Brasil – Mercado Brasil**. Disponível em: <<http://www.americadosol.org/>> Acesso: 10 de março de 2012.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Resolução Normativa 247, 2006. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso: 4 de março de 2014.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Boletim Energia, 2010. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso: 4 de março de 2014.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Consulta Pública 15/2010. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso: 4 de março de 2014.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Audiência Pública 042/2011. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso: 4 de março de 2014.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. BIG Banco de Informações Gerais, 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso: 4 de março de 2011.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Apresentação estrutura tarifária. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso: 2 de abril de 2014.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Resolução Normativa n. 481, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso: 4 de março de 2014.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Resolução Normativa n. 482, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso: 4 de março de 2011.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. BIG Banco de Informações Gerais, 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>> Acesso: 20 de junho de 2014.

ANFAVEA, Associação nacional dos fabricantes de veículos automotores, **Anuário Estatístico da Indústria Automobilística Brasileira**. Brasil, 2011.

ANDERSSON, G., ACKERMANN, T., SODER, L. Distributed Generation: A Definition. **Electric Power Systems Research**.v.57, P195-204, 2001.

ASHARI, M., NAYAR, V. An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic PV-diesel battery hybrid power system. **Solar Energy**66, 1-9, 2003;

BCG. The Boston Consulting Group. **Batteries for Electric Cars. Challenges, opportunities and the outlook to 2020**. 2012.

BANDEIRA, F.P.M. Redes de energia elétrica inteligentes (smart grids). **Nota Técnica. Consultoria Legislativa**. Disponível em: <http://www2.camara.leg.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/estnottec/tema16/2012_7872.pdf>. Acesso em: 10 de abril de 2014.

BEIGELMAN, B.B. **A energia solar fotovoltaica e a aplicação da usina solar de Tauá**. Monografia UFRJ, 2013.

BENEDITO, R.S., **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. Dissertação de mestrado USP. São Paulo, 2009.

BERGER, L.T., INIEWSKI, K. **Smart Grid: Applications, Communications and Security**. 2012.

BURGER, B., RÜTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaics systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy** 80, 32-45, 2006;

CARVALHO, R.T., **Projeto Megawatt Solar – Geração solar fotovoltaica integrada ao edifício sede da Eletrosul**. Divisão de Planejamento e Geração, 2011.

CETESB, 2011. Qualidade do ar no estado de São Paulo 2011. São Paulo: CETESB, 2012.

CONTI, S.; RAITI, S.; TINA, G.; VAGLIASINDU, U. Integration of multiple PV units in urban Power distribution systems. **Solar Energy**, vol. 75, 2003.

Cost of Solar, 2014. Disponível em: <http://costofsolar.com/>. Acesso: 21/04/2014.

CRESESB. **Energia solar: princípios e aplicações**, Rio de Janeiro, CEPEL, 2003. Disponível em: <www.cresesb.cepel.br/>. Acesso 15 de abril de 2012.

DE JONGHE, C., DELARUE, E., BELMANS, R., D'HAESELEER, W. Determining optimal electricity technology mix with high level of wind power penetration, **Applied Energy** 88: 2231-2238, 2011.

DENHOLM, P., SIOSHANSI, R. The value of compressed air energy storage with wind in transmission-constrained electric power systems. **Energy Policy** 37: 3149–3158, 2009.

DENHOLM, P., HAND, M. Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity, **Energy Policy** 39: 1817-1830, 2011.

DRUDE, L., JUNIOR, L.C.P., RÜTHER, R. Photovoltaics (PV) and electric vehicle-to-grid (V2G) strategies for peak demand reduction in urban regions in Brazil in a smart grid environment, **Renewable Energy** 2014.

EKANAYAKE, J., JENKINS, N., LIYANAGE, K., WU, J. **Smart Grid: Technology and Applications**. Chichester, UK, John Wiley & Sons, 2012.

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética**. Plano nacional de energia PNE 2030, 2007.

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética**. Estudos associados ao Plano Decenal de Expansão da Energia Elétrica - PDEE. Procedimentos e critérios para os estudos socioambientais, 2006.

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética**. Nota Técnica - Análise da inserção da geração solar na matriz energética brasileira, 2012.

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética**. Fontes eólica e solar lideram inscrições no leilão de energia para o ano de 2016, 2013. Disponível em: http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20130905_1.pdf. Acesso em: 01/03/2014.

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética**. Nota Técnica – Projeção da demanda de energia elétrica para o próximos 10 anos (2014-2023), 2014.

EPIA. **European Photovoltaic Industry Association**. Press Release, 2011.

EPIA. **European Photovoltaic Industry Association**. Press Release, 2013.

EPIA. **European Photovoltaic Industry Association**. Press Release, 2014.

ERIETTA, I.Z, GEORGE, C.K., NIKOLAOS, D.H. An evaluation study of wireless access technologies for V2G communication. **IEEE 16th Conference on Intelligent System Application to Power System**, 2011.

FANG, X., Smart Grid – **The new and improved power grid: A survey**, 2011.

FAWER, M., MAGYAR, B., Solarwirtschaft. Hartes Marktumfeld. **Kampf um die Spitzenplätze**. Bank Sarasin, 2011.

GE. **General Electric**. Soluções para Carregamentos de Veículos Elétricos, *DuraStation™*, 2012. Disponível em <http://www.geindustrial.com.br>. Acesso 03/04/2013.

GELLINGS, C.W. **The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response**. Ed. Lilburn, USA. The Fairmont Press, Inc. 2009.

GIPA de Brasil, Brasil Motors. Pesquisa de deslocamento de automóveis no Brasil, 2006.

Grupo Fotovoltaica UFSC. Projetos Instalados no Brasil. Disponível em: <http://www.fotovoltaica.ufsc.br>>Acesso: 5 de fevereiro de 2013.

GOMES, R.C.; PRINTES, A.L; RAMOS, C.M. **Proposta de Sistema com Arquitetura para Implementação de uma Smart Grid na Rede**

de Distribuição em Baixa Tensão. Programa de P&D ANEEL em parceria com a empresa Amazonas Energia S.A, 2010.

GOULART, S.V.G., LAMBERTS, R., FIRMINO, S. **Dados climáticos para projetos e avaliação energética de edificações para 14 cidades brasileiras**, 1998.

GTM Research, **Solar Market Research**.2013. Disponível em: <http://www.greentechmedia.com/research/report/pv-pricing-outlook-2014>. Acesso: 21 de abril de 2014.

HARMON, C. Interim Report IR-00-014: **Experience Curves of Photovoltaic Technology**, 2008.

HEFNAWI, S. Photovoltaic diesel generator hybrid power system sizing. **Renewable Energy**, 40-13:33, 2006.

HOFFMAN, W. PV solar electricity industry: Market growth and perspective. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, vol.90, 2007.

IEA Key World Energy Statistics.**International Energy Agency**, 2008. Disponível em: <<http://www.iea.org>>. Acesso: 15 de maio de 2011.

IEA. **International Energy Agency**, Technology Roadmap: Electric and plug-in hybrid electric vehicles. France, 2011b.

IEA. **International Energy Agency**. Medium-Term Renewable Energy Market Report 2013 -*Market trends and projections to 2018*, 217 pages, 2013.

IPCC, **Intergovernmental Panel on Climate Change**. Relatório de Mudanças Climáticas, 2014. Disponível em: <http://www.ipcc.ch/>. Acesso em: 26 de abril de 2014.

JACOBSON, M.Z., Review of solutions to global warming, air pollution and energy security. **Energy and Environmental Science**, 2008.

JACOBSON, M.Z., DELUCCHI, M.A., Providing all global energy with wind, water and solar energy power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials. **Energy Policy** 39, 1154-1169, 2010.

JARDIM, C. S.; RÜTHER, R.; SALAMONI, I. T.; DINIZ, A.S.C; KNOB, P., O potencial dos sistemas fotovoltaicos interligados à rede

elétrica em áreas urbanas: dois estudos de caso. **Anais 5. Enc. Energ. Meio Rural**, 2004.

JARDIM, C. S.; RÜTHER, R.; SALAMONI, I. T.; VIANA, T.; REBECHI, S. H.; KNOB, P. The strategic siting and the roofing area requirements of building-integrated photovoltaic solar energy generators in urban areas in Brazil. **Energy and Buildings**, v. 40, p. 365-370, 2007.

JIMENEZ, M.S., **Smart Electricity Network based on Large Integration of Renewable Sources and Distributed Generation**. PhD Thesis presented at Kassel University, 2006.

JUNIOR, J.U., **Sistemas fotovoltaicos conectados à redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. Tese de doutorado. UFSC, 2010.

KHATIB, T., MOHAMED, A., SOPIAN, K. A review of photovoltaic systems size optimization techniques. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 22: 454-465, 2013.

KEMPTON, W., TOMIC, J. Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. **Journal of Power Sources** 144: 268–279, 2005.

KEMPTON, W., UDO, V., HUBER, K., KOMARA, K., LETENDRE, S., BAKER, S., BRUNNER, D., PEARRE, N. **A Test of Vehicle-to-grid (V2G) for Energy Storage and Frequency Regulation in the PJM System**. 2009.

Lawrence Berkeley National Laboratory. **Tracking the Sun IV - An historical summary of the installed cost of photovoltaics in the United States from 1998 to 2010**, 2011.

LEÃO, R. P. S., ANTUNES F. L. M., LOURENÇO T. G. M., ANDRADE JR. E K. R. A Comprehensive Overview on Wind Power Integration to the Power Grid. **IEEE Latin america transactions**, 2009.

LUCAS, A., SILVA, C. A., NETO, R. C. Life cycle analysis of energy supply infrastructure for conventional and electric vehicles. **Energy Policy** 41: 537-547, 2012.

MACEDO, W.N, ZILLES, R. Contribuição energética de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de baixa tensão. **I Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Fortaleza, Ceará, 2007.

MARQUES, J. **Instalações Elétricas - Geradores de Energia**. Apostila. PUC Goiás, 2005.

MME. **Ministério de Minas e Energia**. Portaria n°440, de 15 de abril de 2010. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>. Acesso: 03 de abril de 2014.

MO, Y., HUYN-JIN, KIM, T., BRANCIK, K., DICKINSON, D., LEE, H., PERRIG, A. Cyber-physical security of a smart grid infrastructure. **IEEE Proceedings**. 100(1):195-209, 2012.

NFAHA, E., NGUNDAMB, J., TCHINDA, R. Modelling of solar/diesel/battery hybrid power systems for far-north Cameroon. **Renewable Energy** 32: 832-44, 2007.

NOBRE, A., YE, Z., CHEETAMU, H., REINDL, T., LUTHER, J., REISE, C. High performing PV systems for tropical regions – optimization of systems performance. **27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**, 2011.

OLIVEIRA, S.H.F; ZILLES, R. **Grid-connected photovoltaic systems: The brazilian experience and the performance of an installation. Progress in photovoltaics: research and applications**, 2001.

ONS. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Planejamento e curva de aversão ao risco. Disponível em <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso: 17 de maio de 2011.

ONS. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Planejamento energético. Disponível em <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso: 5 de abril de 2013.

PEREZ-LOMBARD, L., ORTIZ, J., POUT, C., A review on building energy consumption information. **Energy and Buildings** 40, 394-308, 2008.

PEREIRA, F.A.S., OLIVEIRA, M.A.S. Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica. Publindústria, Produção de Comunicação, Ltda. 2011.

PEREIRA JUNIOR, L.C., **A interação entre geradores solares fotovoltaicos e veículos elétricos conectados à rede elétrica pública.** Dissertação de mestrado. UFSC, 2011.

PV Technology and Cost Outlook, 2013-2017. Disponível em: <<http://www.greentechmedia.com/research/report/pv-technology-and-cost-outlook-2013-2017>>. Acesso: 01/03/2014.

ROSOLEM, M.F.N.C; BECK, G.R.S; ARIOLI, V.T. **Bateria de lítio-ion: conceitos básicos e potencialidades.** Cad. CPqD Tecnologia, Campinas, v. 8, n. 2, p. 59-72, jul./dez. 2012

RÜTHER, R.; DACOREGIO, M.M. Performance assessment of a 2 kWp grid-connected, building integrated, amorphous silicon photovoltaic installation in Brazil. Progress in Photovoltaics, **Research and Application**, vol. 8, 2000.

RÜTHER, R., **Edifícios Solares fotovoltaicos.** Editora UFSC/labsolar, 2004.

RÜTHER, R., BRAUN, P., Energetic contribution potential of building-integrated photovoltaics on airports in warm climates. **Solar Energy** 83, 1923-1931, 2009.

RÜTHER, R., SALAMONI, I., MONTENEGRO, A., ; BRAUN P., FILHO, R.D, Programa de telhados solares fotovoltaicos conectados a rede elétrica pública no Brasil. **XII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído**, 2008.

SALAMONI, I. T.; **Um programa residencial de telhados solares para o Brasil: diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica.** Tese doutorado, 2009.

SEIA, **Solar Energy Industry Association.** U.S. Solar Market Insight, US Solar Industry Year in Review, Solar Energy Industry Association (SEIA), 2010.

SEIA, **Solar Energy Industry Association.** 2014. Disponível em: <http://www.seia.org/policy/solar-technology/photovoltaic-solar-electric>. Acesso: 12 de abril de 2014.

SOLARBUZZ, **Solar Market Research and Analyses.** 2014. Disponível em: <http://www.solarbuzz.com/facts-and-figures/retail-price-environment/module-prices>. Acesso: 21 de abril de 2014.

SOVACOO, B. K., HIRSH, R. F. Beyond batteries: An examination of the benefits and barriers to plug-in hybrid electric vehicles (PHEVs) and a vehicle-to-grid (V2G) transition. **Energy Policy** 37: 1095-1103, 2009.

The US PV Market in 2011. Whitepaper, Greentech Media Inc., **Infinity America Corporation**, 2011.

SEIA. **Solar Energy Industries Association**. US Solar Market Insight: 3rd Quarter 2011 – Executive Summary. Disponível em <<http://www.seia.org>>. Acesso: 5 de outubro de 2011.

SOBERBO, G., ECHOLS, M. Smart Grid Security: An end-to-end view of security in the new electrical grid. Ed Boca Raton, USA. **CRC Press**, 2012.

UFRGS. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. **Radiasol Versão 2.1**. Laboratório de Energia Solar do GESTE. Porto Alegre, 2001.

VLIET, O. V., BROUWER, A. S., KURAMOCHI, T., BROEK, M. V. D., FAAIJ, A. Energy use, cost and CO2 emissions of electric cars. **Journal of Power Sources**: 196: 2298-2310, 2011.

WENYE, W., ZHUO, L. Cyber security in the smart grid: Survey and challenges. *Computer Networks*, 57(5): 1344-1371. **Elsevier**, 2013.

WILSON, I. A., G., MCGREGOR, P. G., INFELD, D. G., HALL, P. J. Grid-connected renewables, storage and the UK electricity market, **Renewable Energy** 36: 2166-2170, 2011.

ZILLES, R., OLIVEIRA, S. 6,3kWp Photovoltaic Building Integration at São Paulo University. **European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Munich, 2001.

ZOMER, C. D.; **Megawatt solar: Geração solar fotovoltaica integrada a uma edificação inserida em meio urbano e conectada à rede elétrica**. Dissertação de mestrado UFSC, 2010.

APÊNDICES

APÊNDICE A – Geradores Fotovoltaicos Instalados no Brasil

- Gerador fotovoltaico de Araras: Potência instalada de 20,48 kWp, localizado em Nova Mamoré/RO.

Sistema fotovoltaico de 20,48 kWp para operar junto a uma mini rede elétrica alimentada por geradores a diesel. Este sistema fotovoltaico está em operação desde abril de 2001.

Figura 55 – Gerador fotovoltaico de 20,48 kWp instalado na vila de Araras, em Rondônia.



Fonte: Junior, 2010.

- Gerador fotovoltaico de Tauá: Potência instalada de 1,0 MWp, localizado em Tauá/CE.

Iniciativa da MPX Energia, a usina de 1 MWp de capacidade instalada é a primeira usina solar conectada à rede e entrará em operação em 2011.

Figura 56 – Gerador fotovoltaico de 1,0 MWp instalado em Tauá, Ceará.

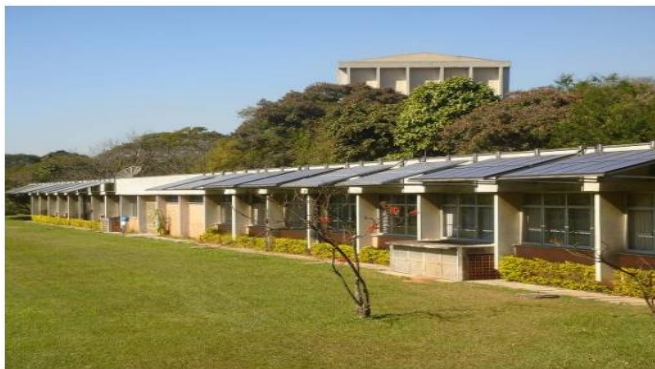


Fonte: Beigelmand, 2013.

- Gerador fotovoltaico do IEE/USP: Potência instalada de 12,3 kWp, localizado em São Paulo/SP.

Instalado no prédio da administração do Instituto de Eletrotécnica e Energia – IEE, na Universidade de São Paulo em 2001, inicialmente com potência de 6,3 kWp e ampliado em 2003 para 12,3 kWp, o gerador conta com 80 módulos de silício monocristalino, ocupando uma área de 128 m². Estudos realizados por Macedo e Zilles (2007) mostram que a contribuição energética do sistema para a redução do consumo da edificação é significativa, representando 54% do consumo.

Figura 57 – Gerador fotovoltaico de 12,3 kWp instalado em IEE/USP, São Paulo.



Fonte: <http://www.fotovoltaica.ufsc.br/>.

- Gerador fotovoltaico do estacionamento IEE/USP: Potência instalada de 3,0 kWp, localizado em São Paulo/SP.

Instalado no estacionamento do IEE/USP. O sistema é composto por 60 módulos de silício policristalino com potência unitária de 50 Wp. Em funcionamento desde dezembro de 2004.

Figura 58 – Gerador fotovoltaico de 3,0 kWp instalado em IEE/USP, São Paulo.



Fonte: Zilles, 2004.

- Gerador fotovoltaico da embaixada italiana: Potência instalada de 50,0 kWp, localizado em Brasília/DF.

Sistema fotovoltaico instalado na embaixada italiana em 2011, batizado de Embaixada Verde. Foram instalados 405 módulos na cobertura de 4 mil m² do prédio, que poderão gerar 86 MWh por ano.

Figura 59 – Gerador fotovoltaico de 50,0 kWp instalado na embaixada italiana, Brasília.



Fonte: <http://planetasustentavel.abril.com.br>.

- Gerador fotovoltaico Pituáçu Solar: Potência instalada de 404,8 kWp, localizado em Salvador/BA.

A usina foi inaugurada em abril de 2012, em um projeto da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba), em parceria com o Governo do Estado da Bahia e com apoio institucional do Instituto Ideal, apoio técnico da Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) e coordenação da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

Figura 60 – Gerador fotovoltaico de 404,8 kWp instalado no Estádio Estadual de Pituáçu, Salvador.



Fonte: http://www.americadosol.org/pituacu_solar/.

- Gerador fotovoltaico do aeroporto Campo de Marte: Potência instalada de 2,12 kWp, localizado em São Paulo/SP.

O sistema faz parte de projeto piloto da Infraero para a utilização de formas alternativas de geração de energia em diversos aeroportos de São Paulo. O gerador atende ao prédio administrativo do aeroporto Campo de Marte, gerando em torno de 250 kWh por mês. A estimativa é que o sistema contribua com cerca de 20% da utilização da energia do edifício em que está instalado. Em operação desde janeiro de 2012.

Figura 61 – Gerador fotovoltaico de 2,12 kWp instalado no Aeroporto Campo de Marte, São Paulo.



Fonte: <http://www.infraero.gov.br>.

- Gerador fotovoltaico Tanquinho: Potência instalada de 1,082 MWp, localizado em Campinas/SP.

Localizada em uma área de 13.700 m², a Usina Tanquinho gera aproximadamente 1,6 GWh/ano, o suficiente para abastecer mensalmente 657 clientes com um consumo médio de 200 kWh/mês. Em operação desde novembro de 2012.

Figura 62 – Gerador fotovoltaico de 1,082 MWp instalado em Campinas.



Fonte: <https://www.ambienteenergia.com.br>

- Gerador fotovoltaico instalado na residência de José Rizkallah Junior: Potência instalada de 2,3 kWp, localizado em Campo Grande/MS.

Figura 63 – Gerador fotovoltaico de 2,3 kWp instalado em residência particular, Campo Grande.



Fonte: <http://institutoideal.org>.

- Gerador fotovoltaico instalado na residência de Lúcio Dodero Reis: Potência instalada de 11,04 kWp, localizado em Campo Grande/MS.

Figura 64 – Gerador fotovoltaico de 11,04 kWp instalado em residência particular, Campo Grande.



Fonte: <http://institutoideal.org>.

- Gerador fotovoltaico instalado na Ilha dos Lençóis: Potência instalada de 21,06 kWp, localizado em Cururupu/MA.

Projeto piloto para atender a comunidade da Ilha de Lençóis utilizando fontes renováveis. O sistema é composto por três turbinas eólicas de 7,5 kW e por 162 módulos fotovoltaicos de 130 Wp cada.

Figura 65 – Gerador fotovoltaico de 21,06 kWp instalado na Ilha dos Lençóis, Cururupu.



Fonte: <http://www.dee.ufma.br>

- Gerador fotovoltaico instalado na residência de Sandra Nunes: Potência instalada de 8,0 kWp, localizado em Rio de Janeiro/RJ.

Figura 66 – Gerador fotovoltaico de 8,0 kWp instalado em residência particular, Rio de Janeiro.



Fonte: <http://institutoideal.org>.

- Gerador fotovoltaico instalado nos condomínios Morada do Salitre e Praias do Rodeadouro: Potência instalada de 2,103 MWp, localizado em Juazeiro/BA.

A usina faz parte de um projeto iniciado em outubro de 2012, através do Fundo socioambiental Caixa para gerar renda e energia à região. O escopo do projeto inclui a instalação de sistemas de microgeração de energia solar e eólica nos telhados e nas áreas comuns dos residenciais.

Figura 67 – Gerador fotovoltaico de 2,103 MWp instalado em condomínios residenciais, Juazeiro.



Fonte: www.brasilolair.com.br/projeto-juazeiro

- Gerador fotovoltaico instalado no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte: Potência instalada de 44,0 kWp, localizado em Natal/RN.

O gerador instalado no prédio da reitoria do IFRN conta com 250 módulos fotovoltaicos e gera em torno de 6.500 kWh/mês.

Figura 68 – Gerador fotovoltaico de 44,0 kWp instalado no prédio da reitoria do IFRN, Natal.



Fonte: <http://portal.ifrn.edu.br/campus/reitoria/noticias/paineis-de-energia-solar-entram-em-funcionamento-na-reitoria-do-ifrn>

- Gerador fotovoltaico instalado na empresa Elco Engenharia: Potência instalada de 8,64 kWp, localizado em Curitiba/PR.

O gerador conta com 36 módulos fotovoltaicos com potência de 240 W e gera em torno de 800 kWh/mês.

Figura 69 – Gerador fotovoltaico de 8,64 kWp instalado na empresa Elco Engenharia, Curitiba.



Fonte: <http://www.copel.com>

- Gerador fotovoltaico instalado na Arena Pernambuco: Potência instalada de 967,0 kWp, localizado em São Lourenço da Mata/PE.

O gerador conta com 3.652 módulos fotovoltaicos e fica situado em um terreno de 15 mil m², anexo à Arena. A energia gerada que não for utilizada pelo estádio, será injetada na rede de distribuição da Companhia Energética de Pernambuco (Celpe).

Figura 70 – Gerador fotovoltaico de 967,0 kWp instalado na Arena Pernambuco, São Lourenço da Mata.



Fonte: <http://www.ambienteenergica.com.br>.

- Gerador fotovoltaico instalado no condomínio Luiz Augusto Marchi: Potência instalada de 6,24 kWp, localizado em Florianópolis/SC.

O gerador foi instalado em uma área de 49 m² e sua geração de energia abastece cerca de 80% do consumo da área comum do empreendimento.

Figura 71 – Gerador fotovoltaico de 6,24 kWp instalado em condomínio, Florianópolis.



Fonte: <http://www.sustentabilidade.sebrae.com.br>

- Gerador fotovoltaico instalado na Indústria Becker: Potência instalada de 153,95 kWp, localizado em São José de Mipibu/RN.

O gerador é composto por 561 módulos fotovoltaicos da empresa chinesa Yingli, além de cinco geradores eólicos.

Figura 72 – Gerador fotovoltaico de 153,95 kWp instalado em indústria, São José de Mipibu.



Fonte: <http://www.satrix.com.br/>

- Gerador fotovoltaico Nova Aurora: Potência instalada de 3,06 MWp, localizado em Tubarão/SC.

Projeto da empresa Tractebel Energia em parceria com o Grupo de Pesquisa Fotovoltaica/UFSC viabilizado por meio do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico da Aneel. O projeto atualmente encontra-se em fase de preparação do terreno, com execução de terraplenagem e instalação do sistema de drenagem.

Com o objetivo de avaliar o potencial de geração solar no Brasil e identificar as tecnologias mais apropriadas às condições climáticas em cada região, foram instalados oito módulos de avaliação de 70 kWp cada, conforme destacado na Figura 73.

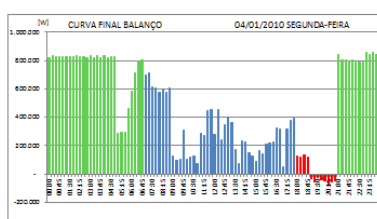
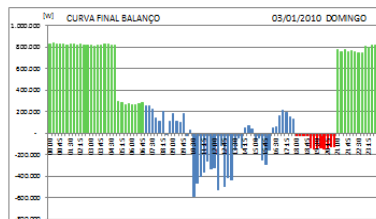
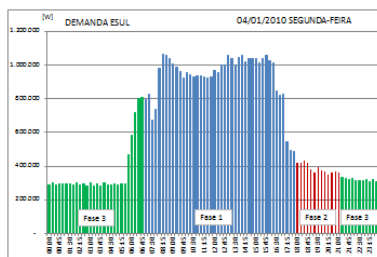
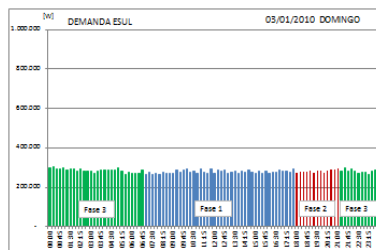
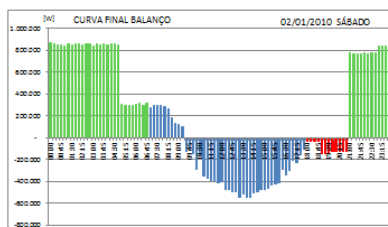
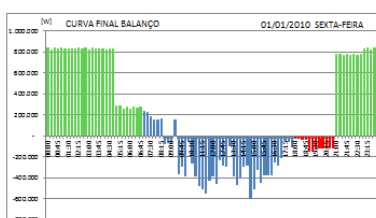
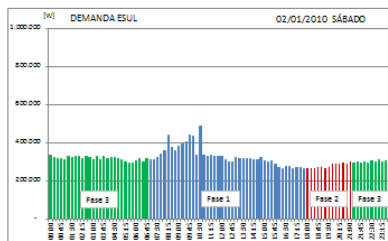
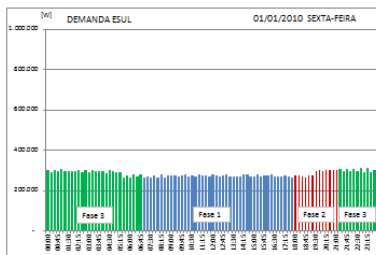
Figura 73 – Localização dos módulos de avaliação instalado e módulo de avaliação instalado em Capivari de Baixo/SC.

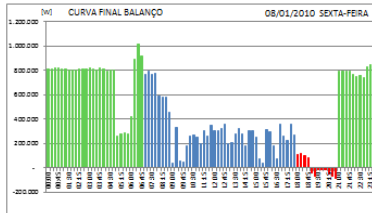
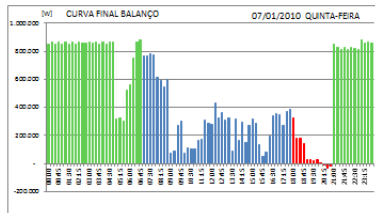
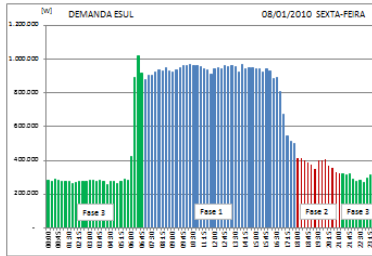
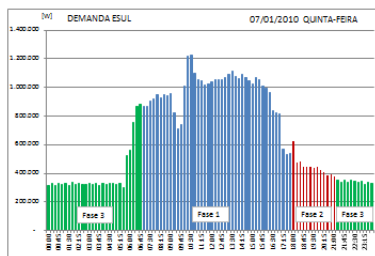
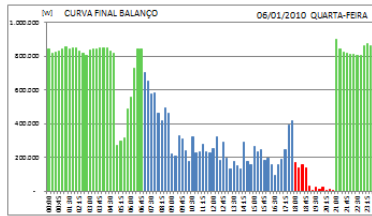
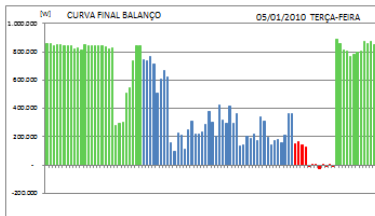
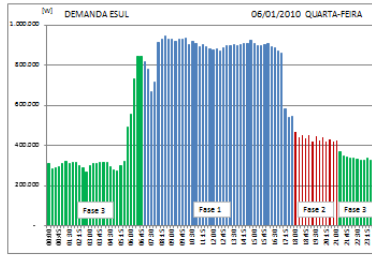
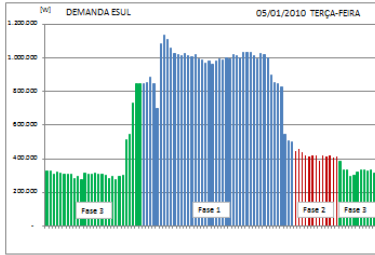


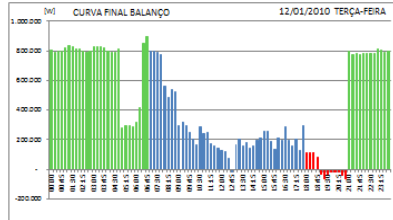
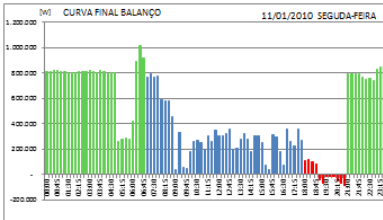
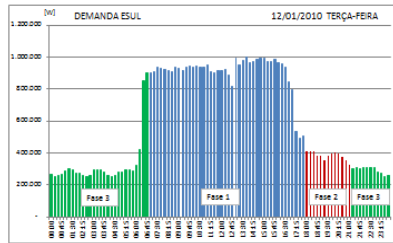
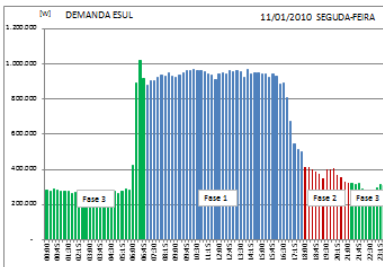
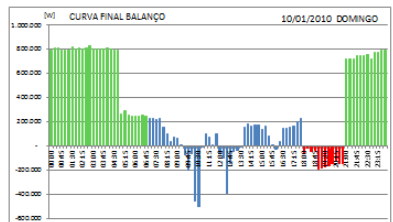
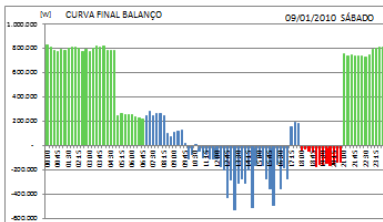
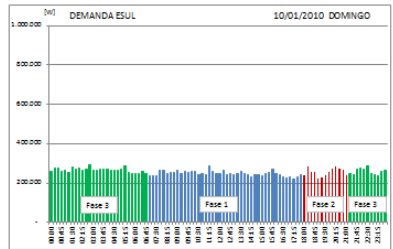
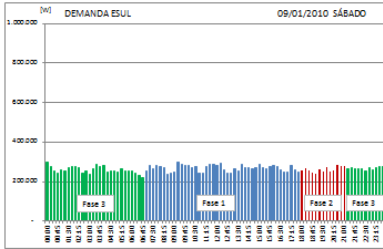
Fonte: <http://www.tractebelenergia.com.br/>

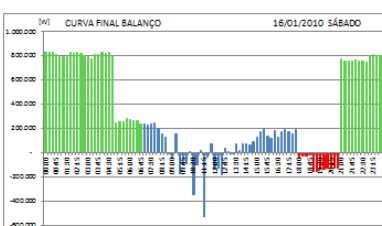
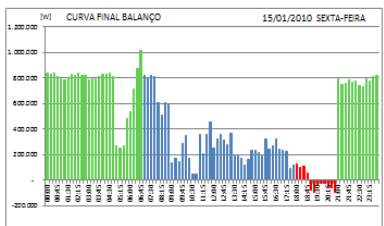
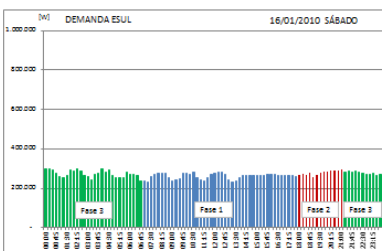
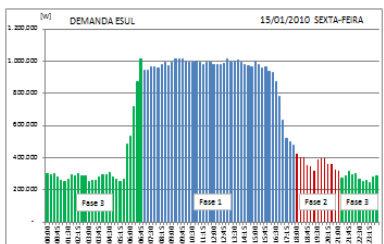
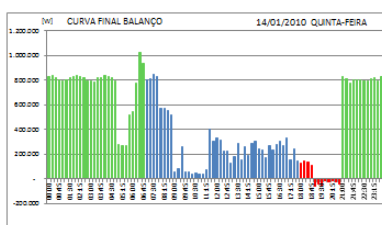
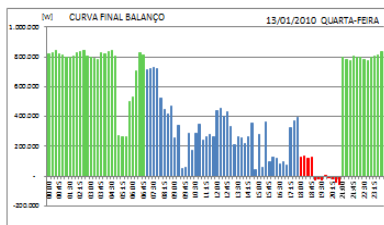
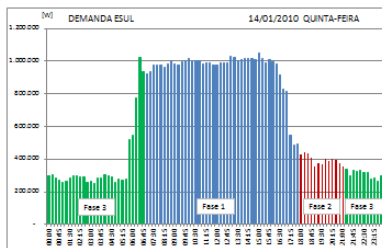
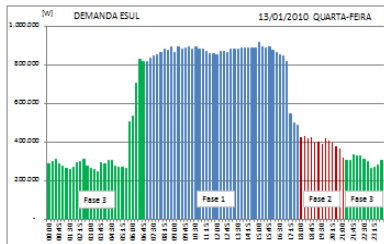
APÊNDICE B – Simulações 2010 - Curva diária demanda e Curva resultante final após balanço de energia

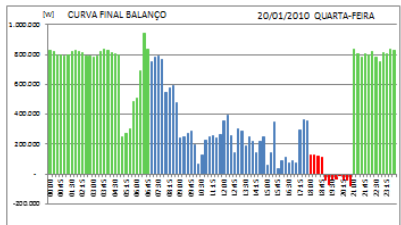
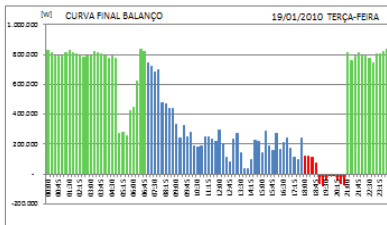
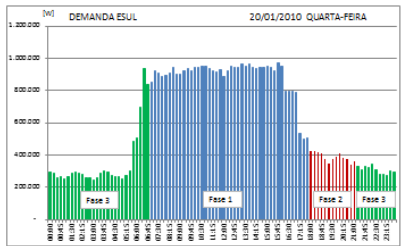
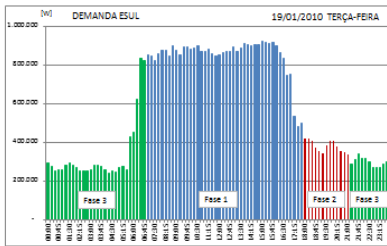
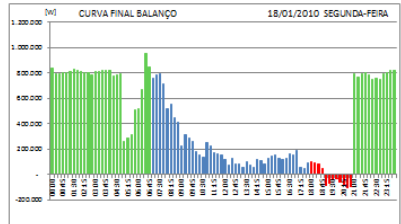
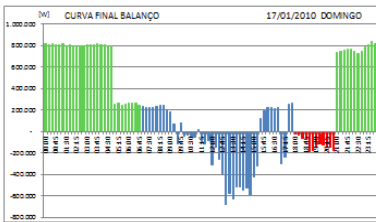
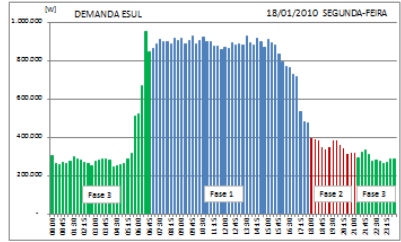
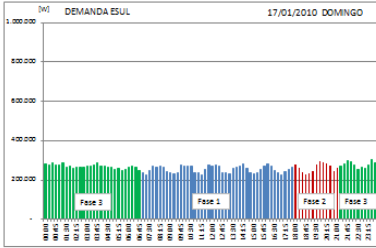
Janeiro/2010:

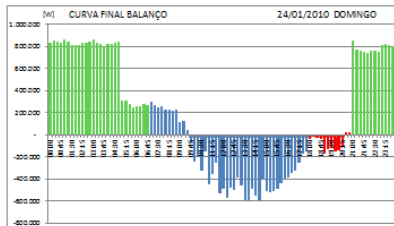
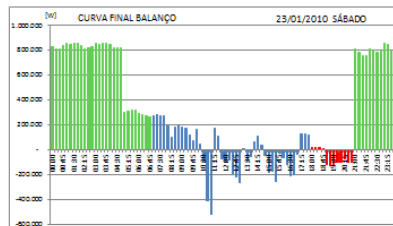
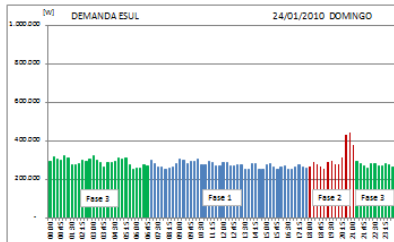
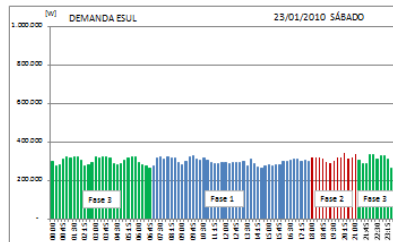
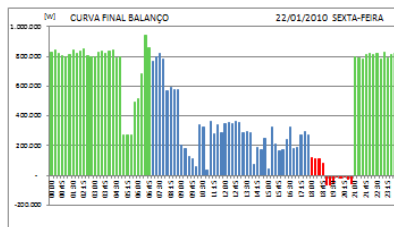
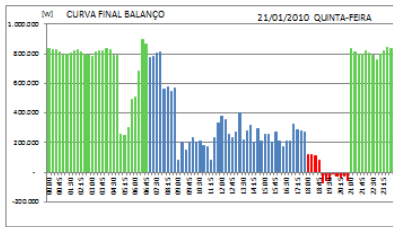
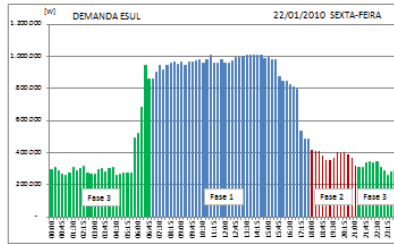
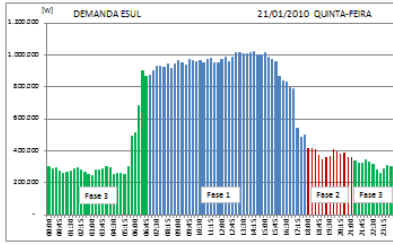


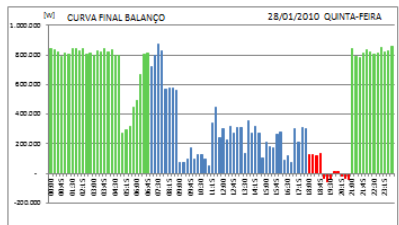
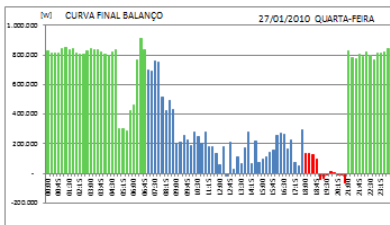
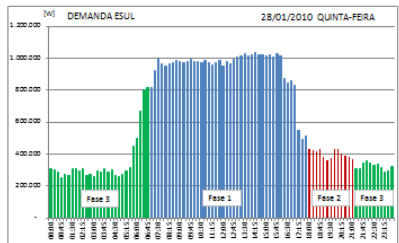
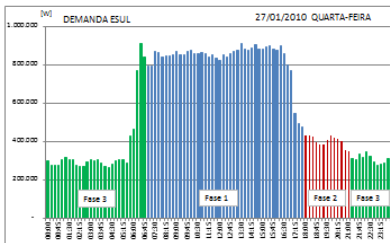
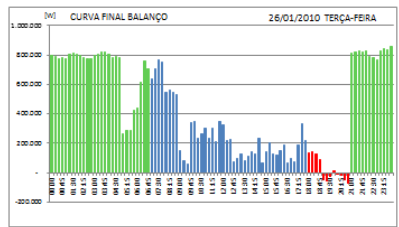
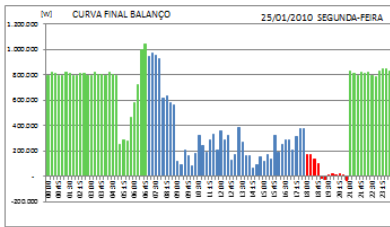
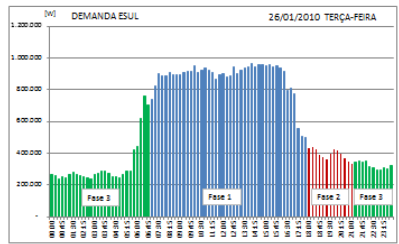
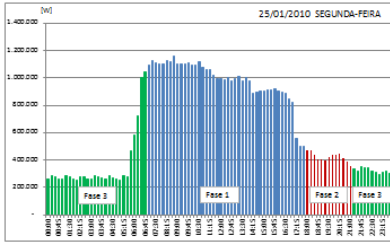


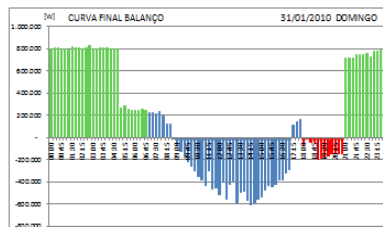
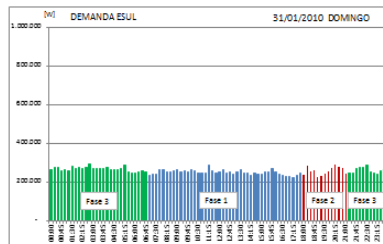
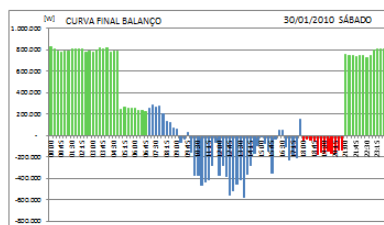
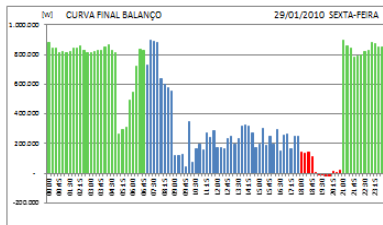
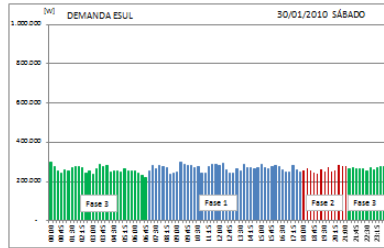
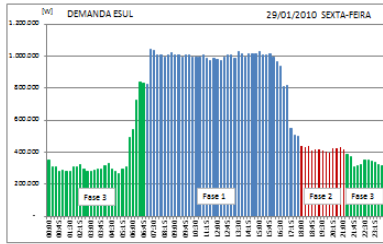


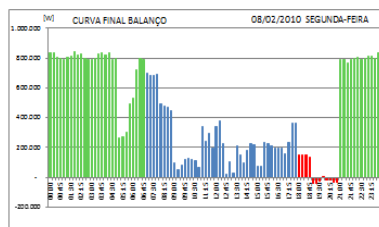
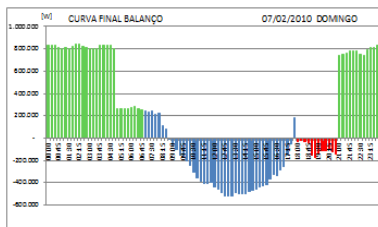
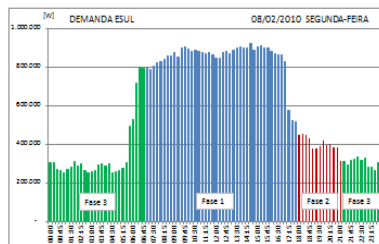
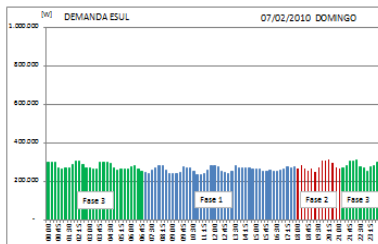
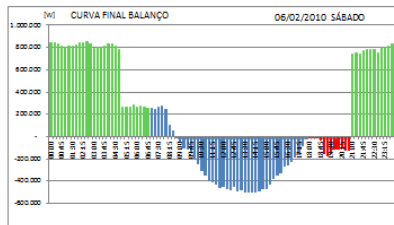
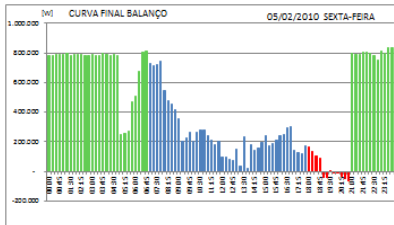
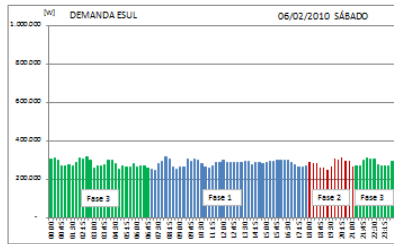
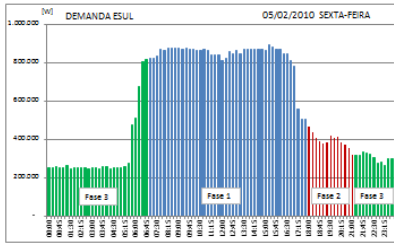


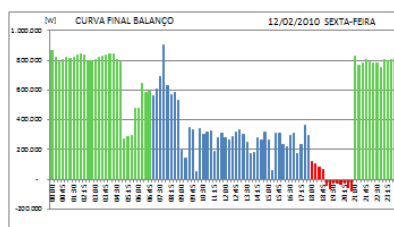
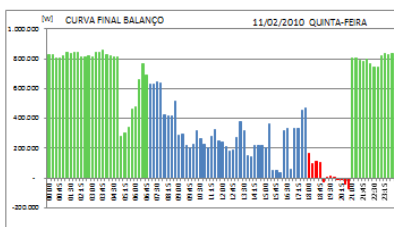
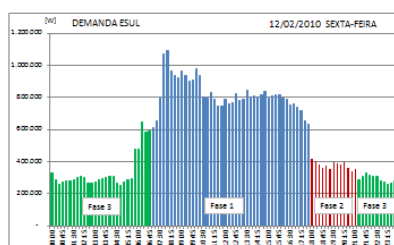
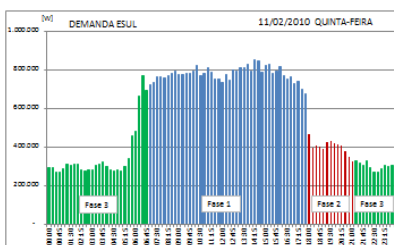
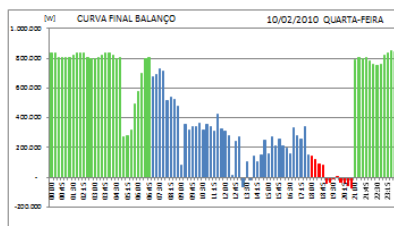
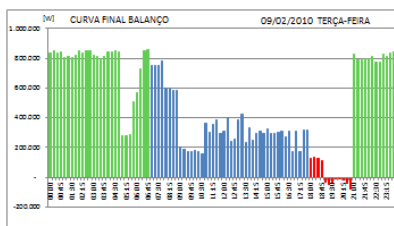
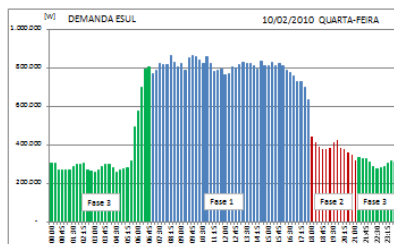
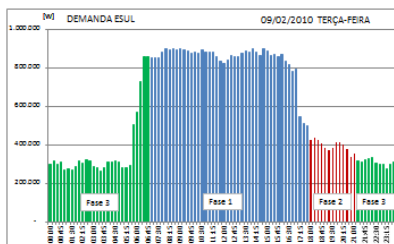


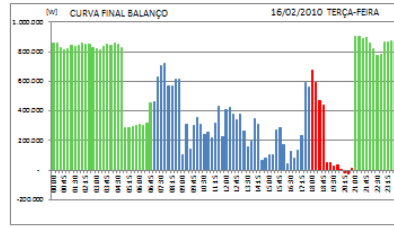
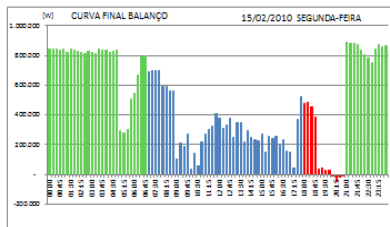
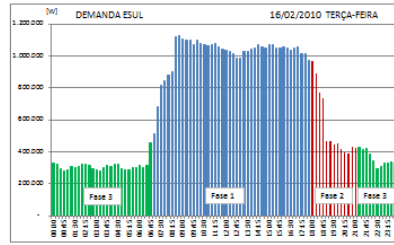
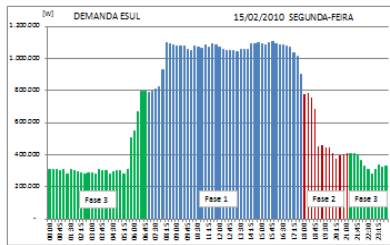
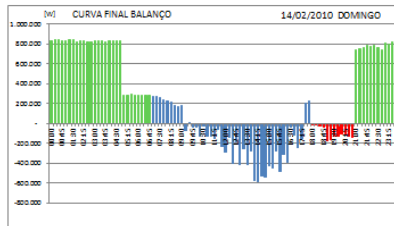
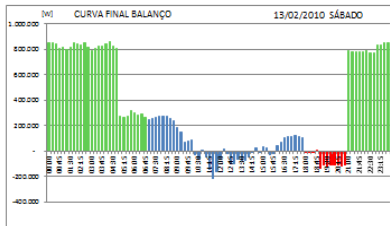
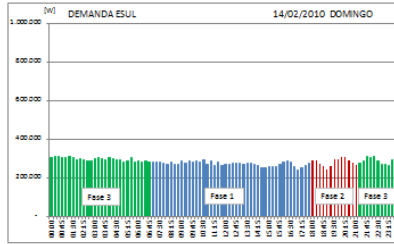
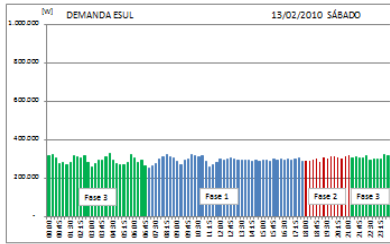


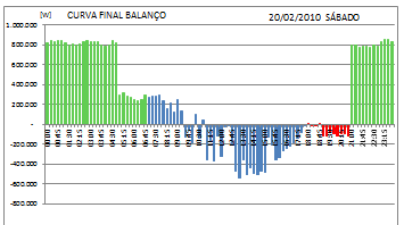
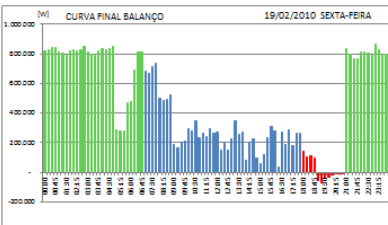
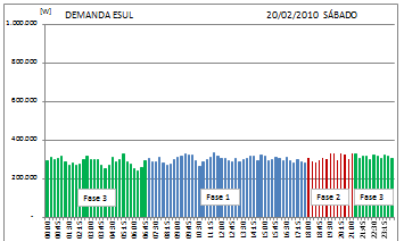
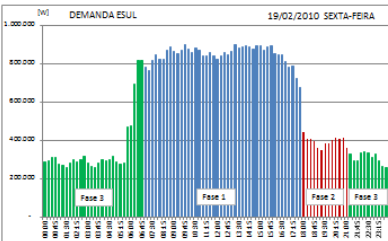
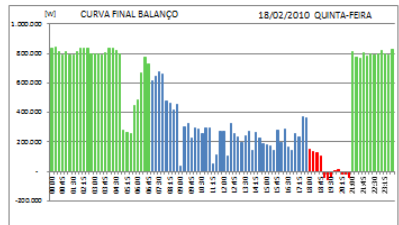
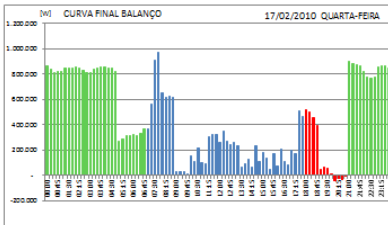
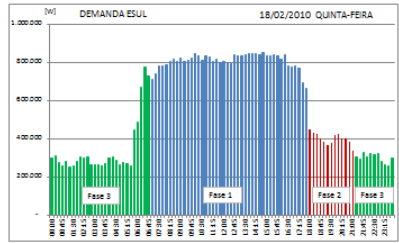
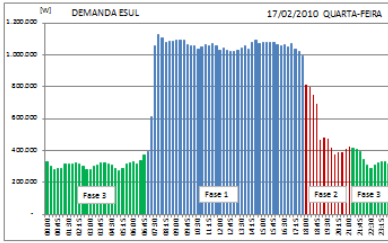


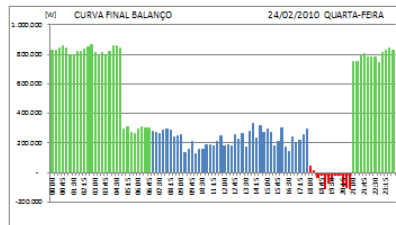
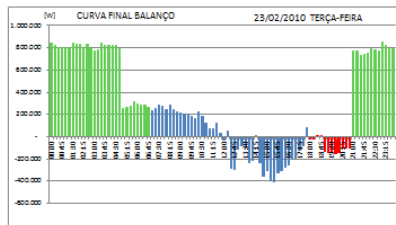
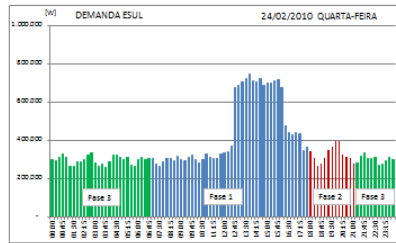
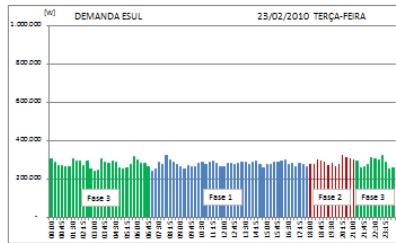
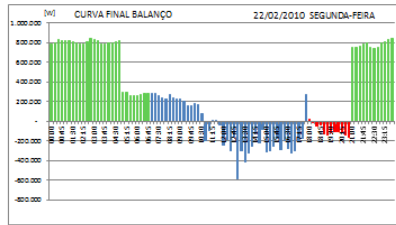
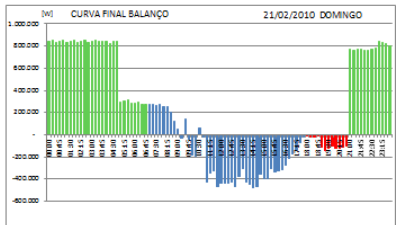
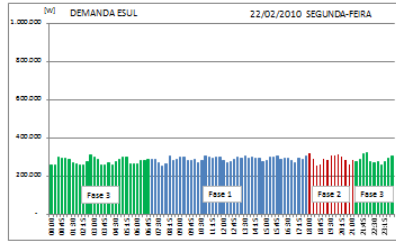
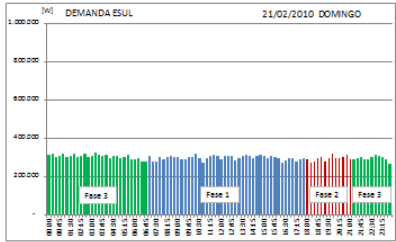


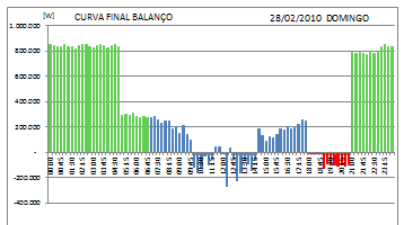
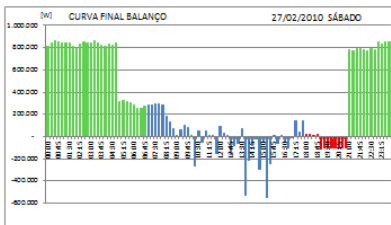
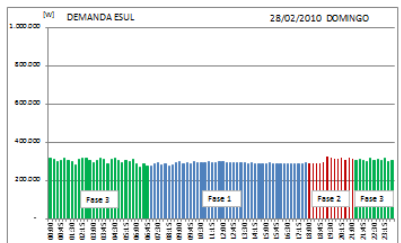
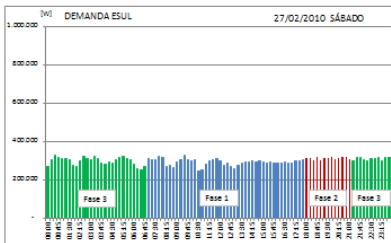
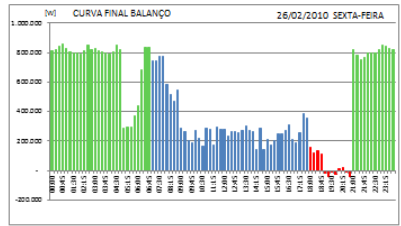
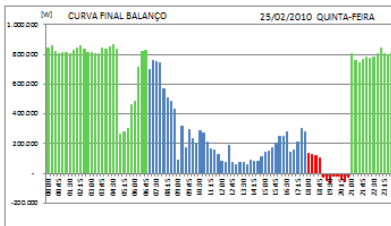
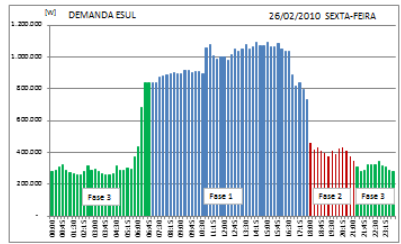
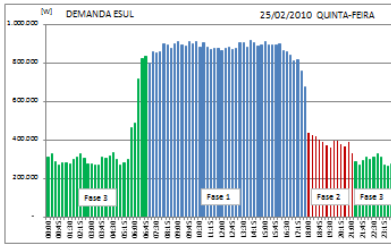




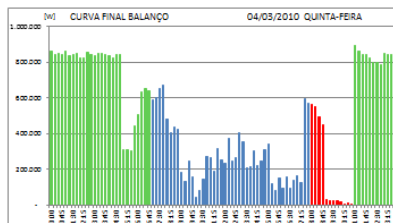
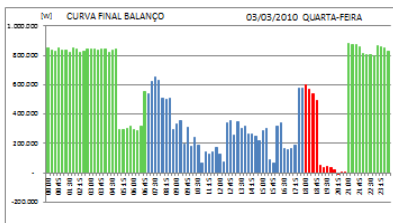
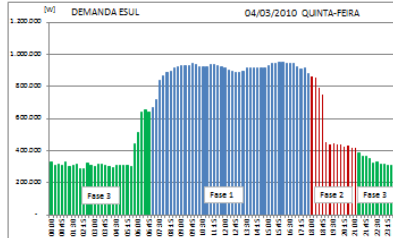
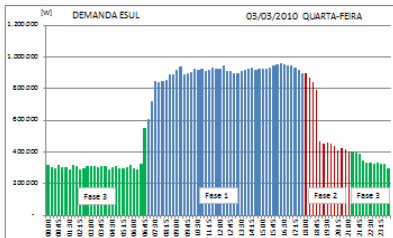
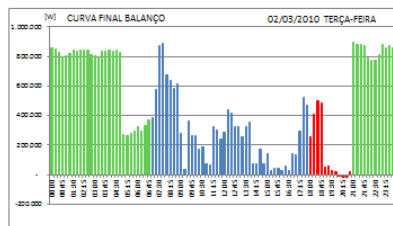
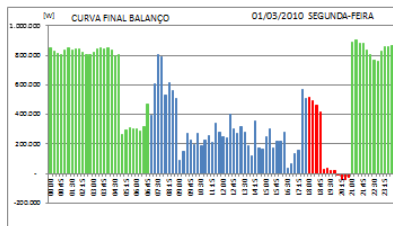
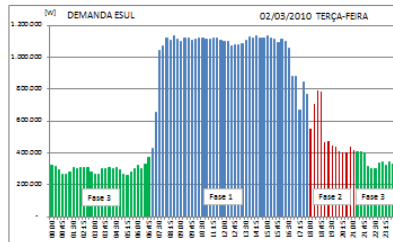
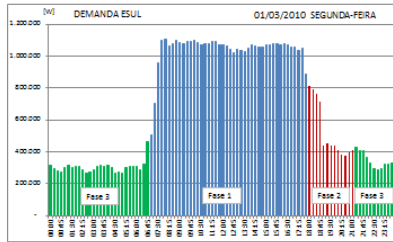


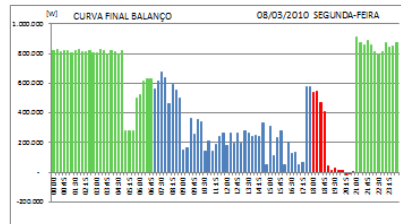
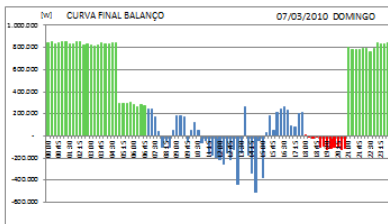
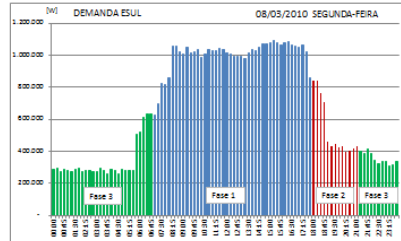
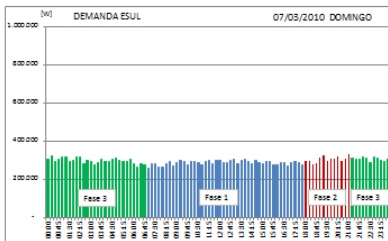
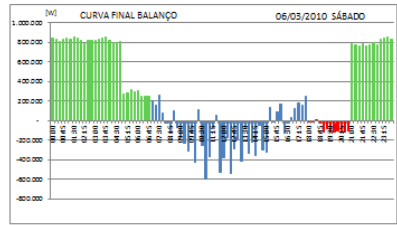
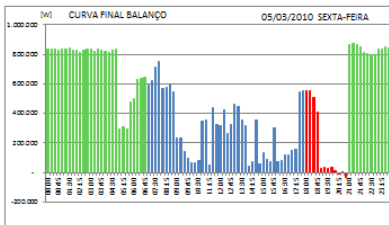
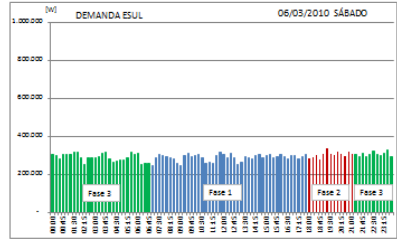
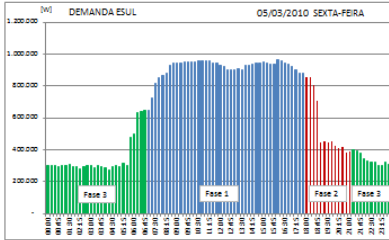


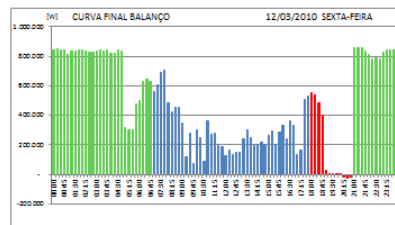
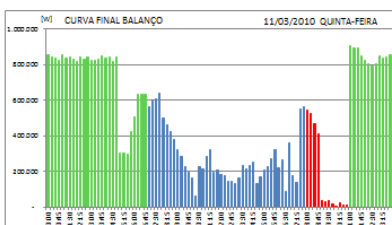
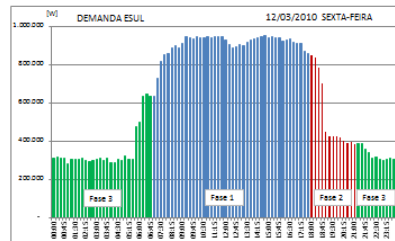
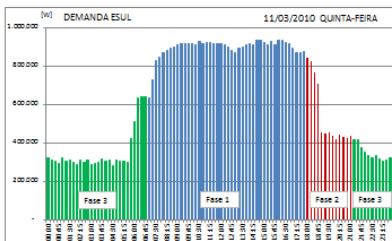
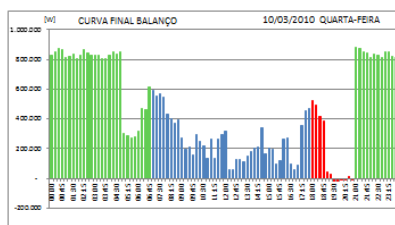
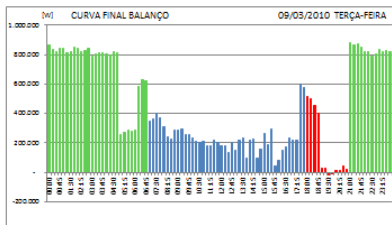
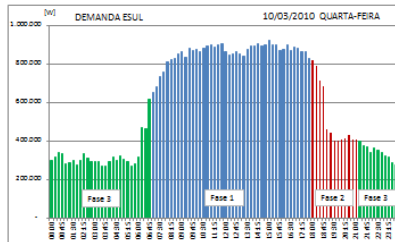
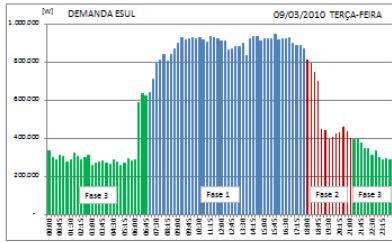


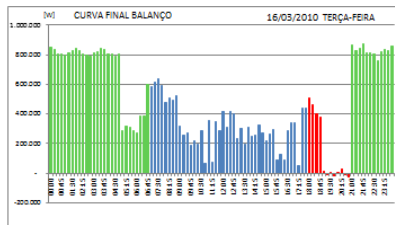
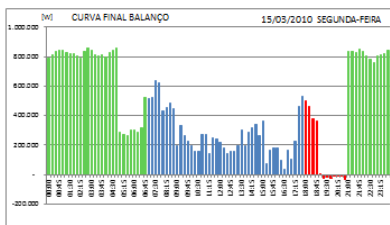
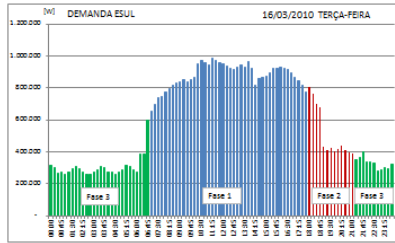
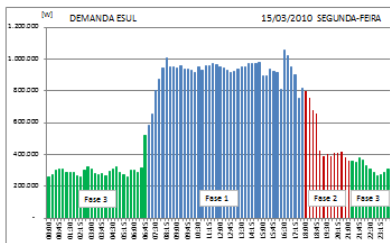
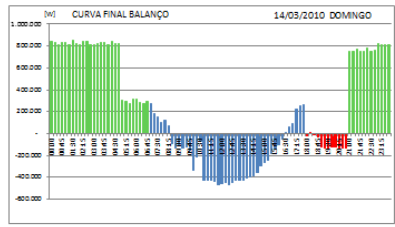
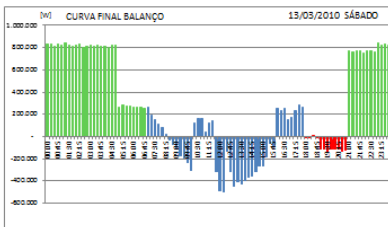
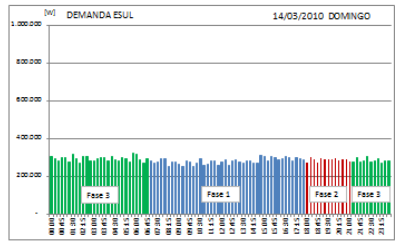
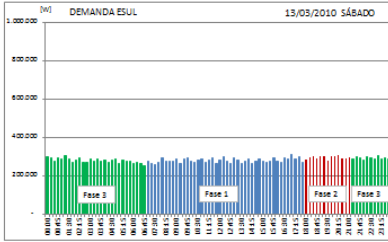


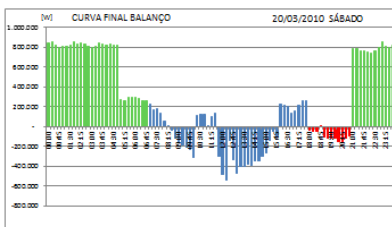
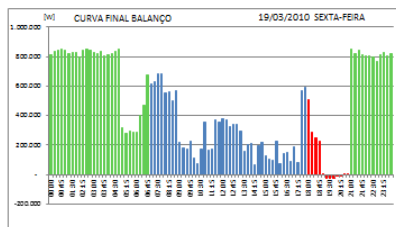
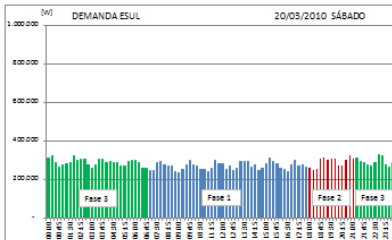
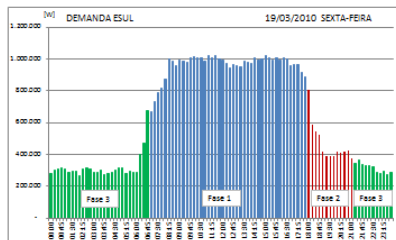
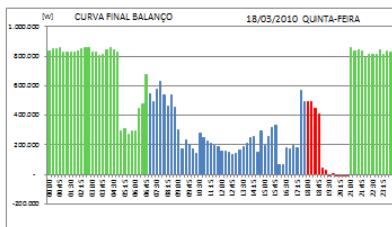
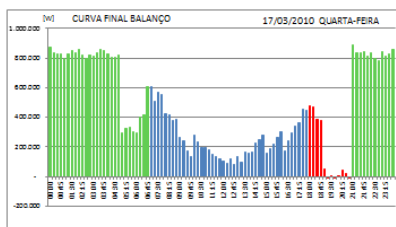
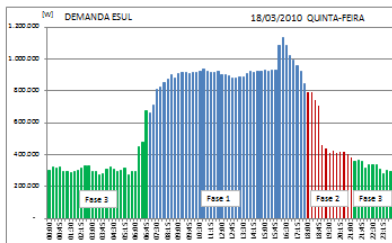
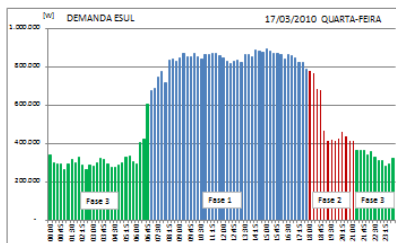
Março/2010:

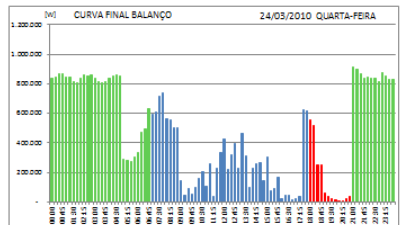
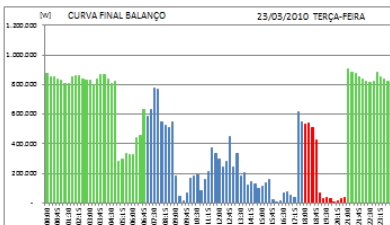
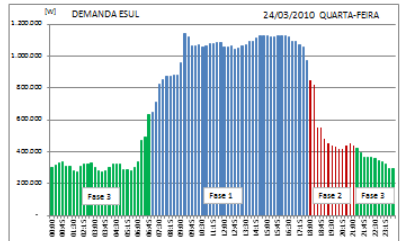
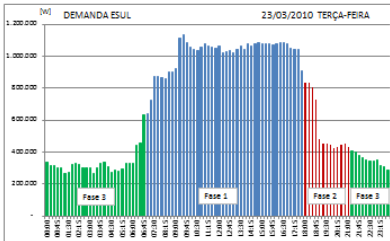
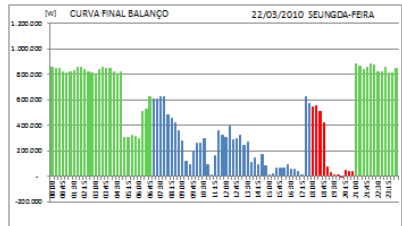
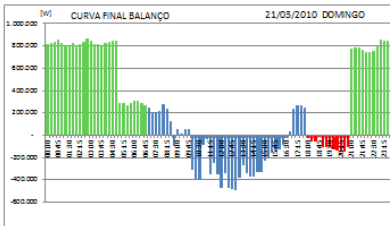
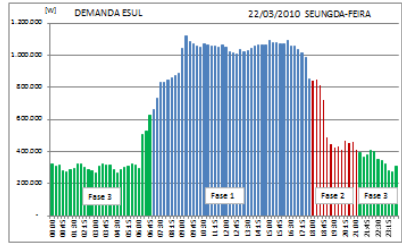
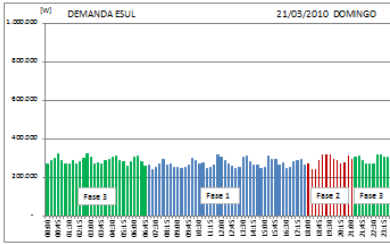


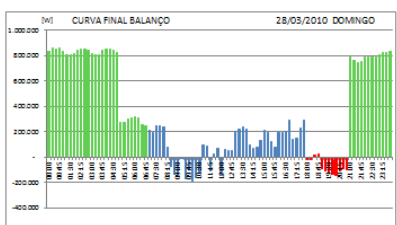
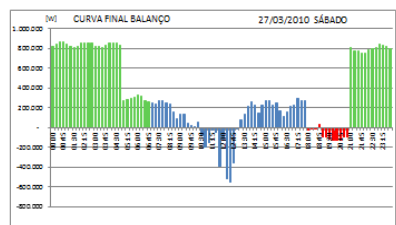
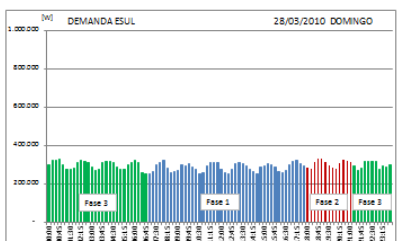
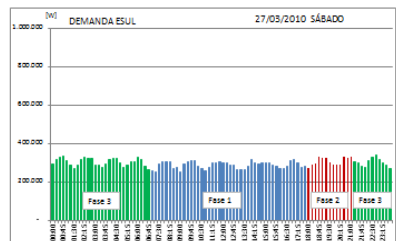
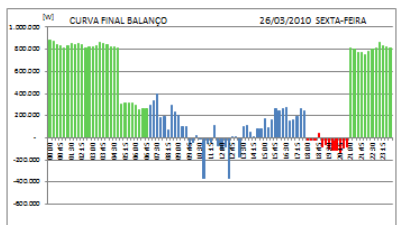
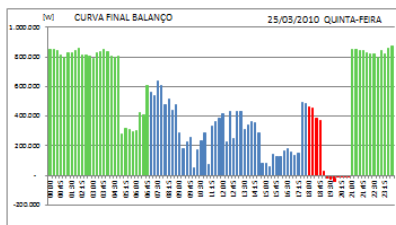
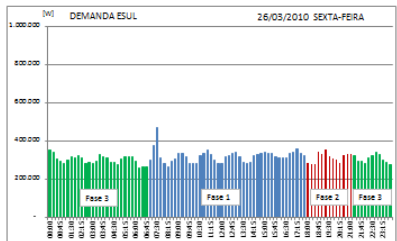
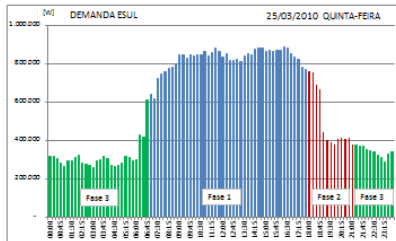


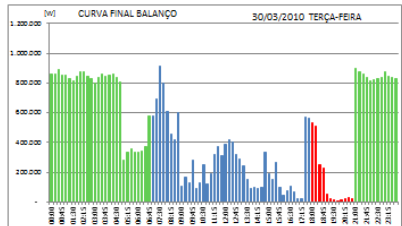
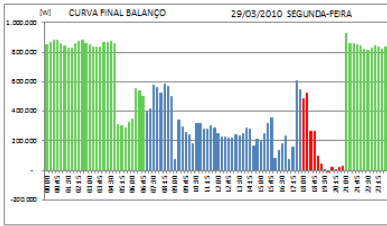
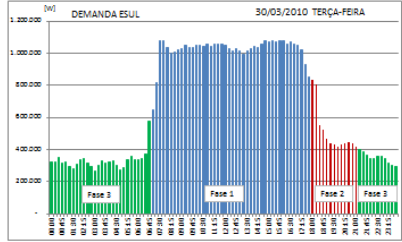
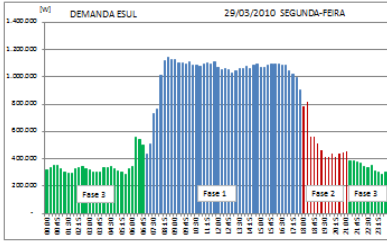




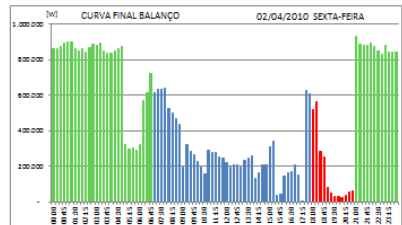
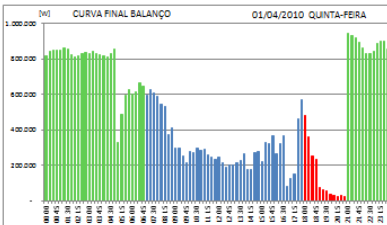
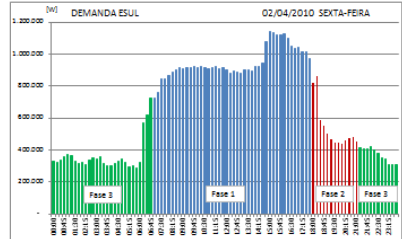
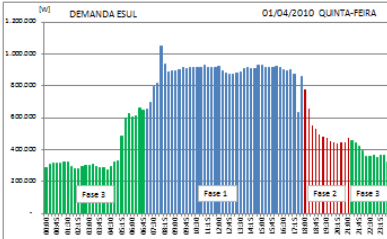


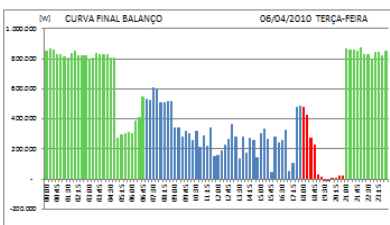
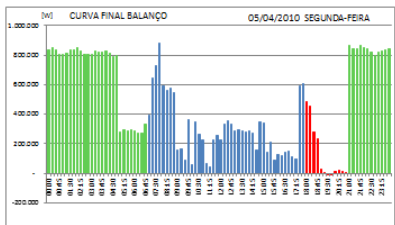
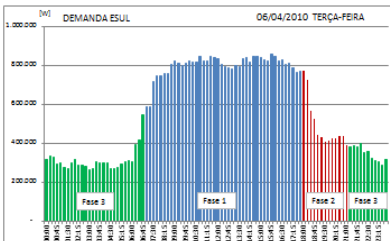
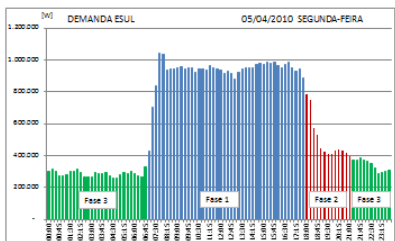
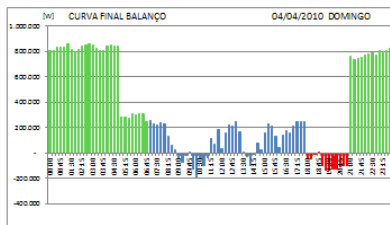
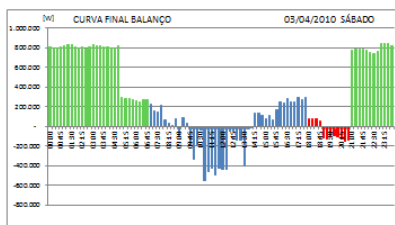
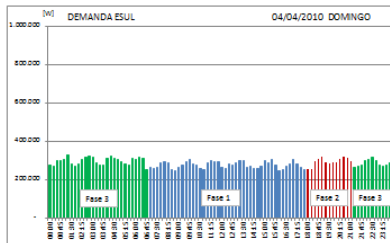
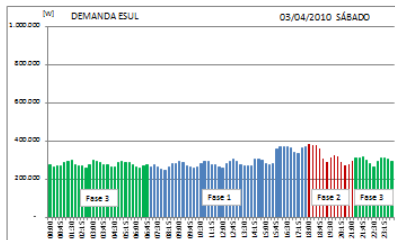


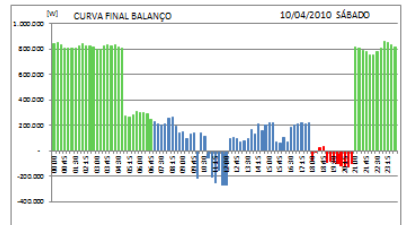
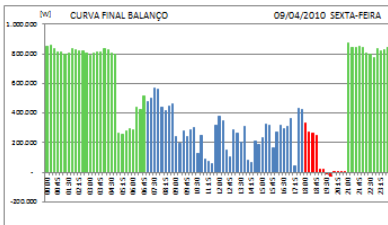
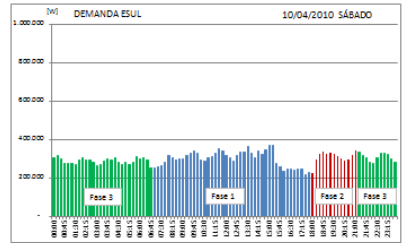
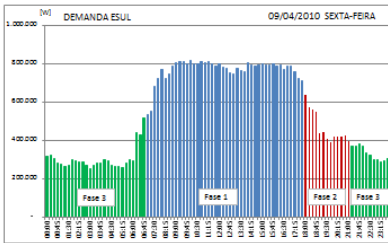
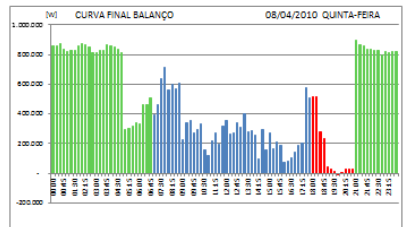
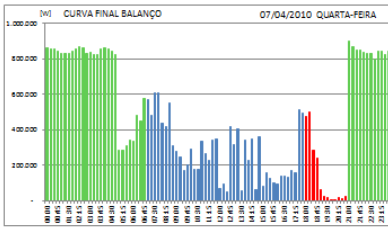
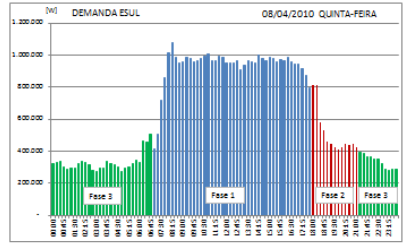
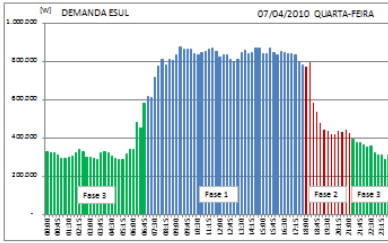


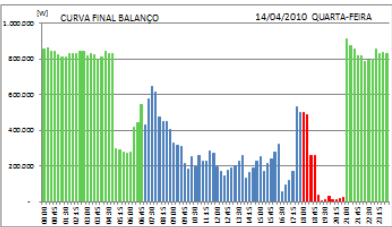
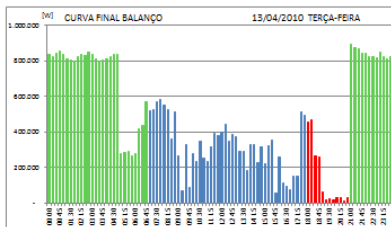
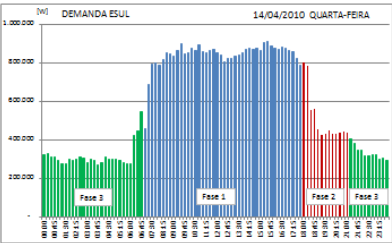
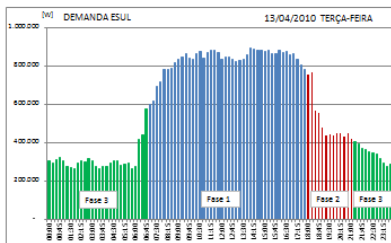
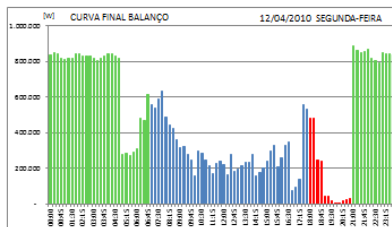
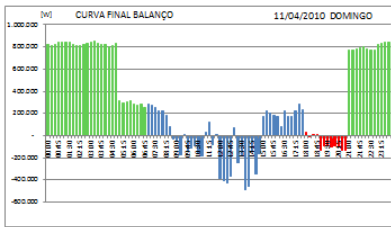
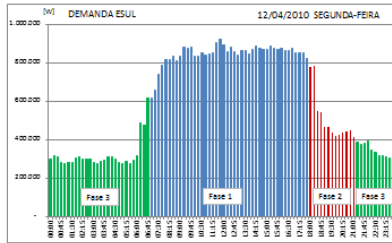
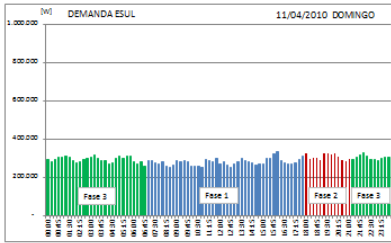


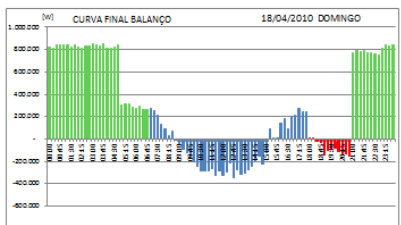
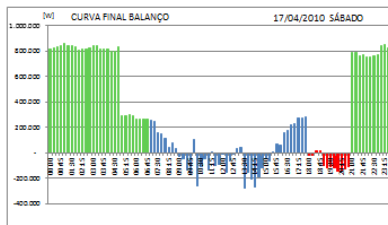
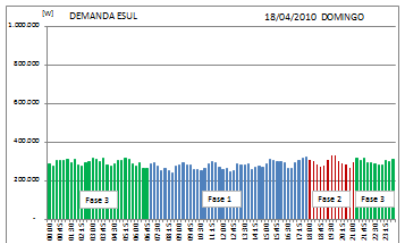
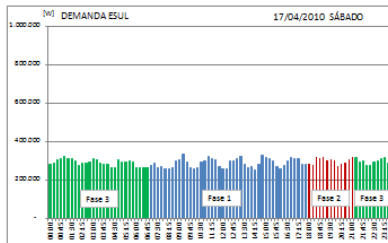
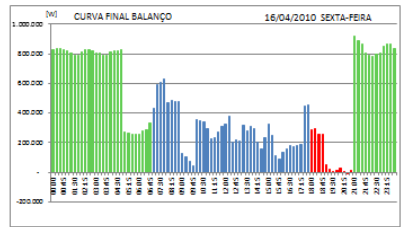
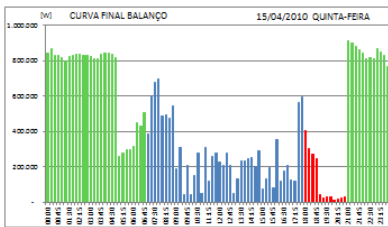
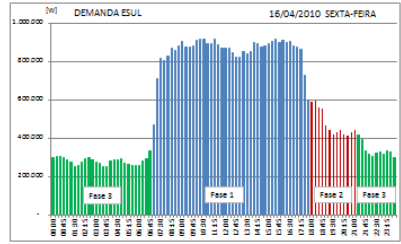
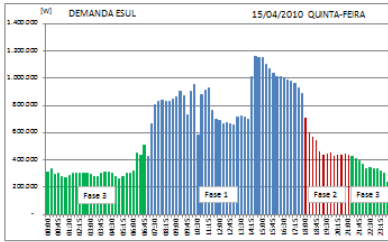
Abril/2010:

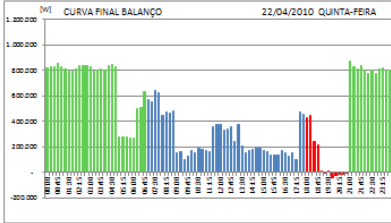
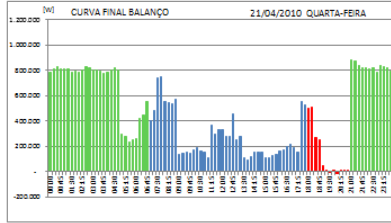
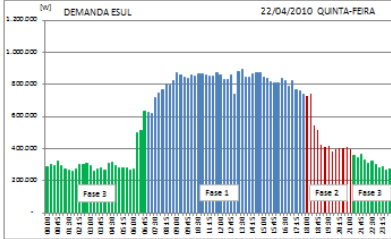
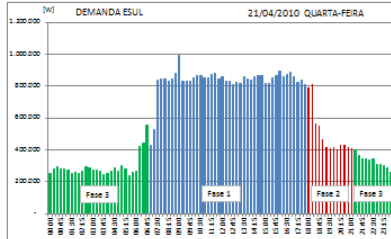
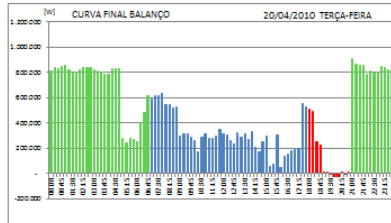
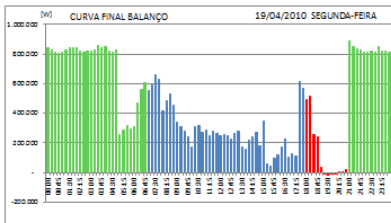
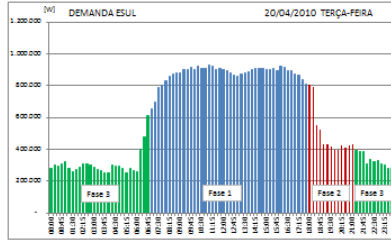
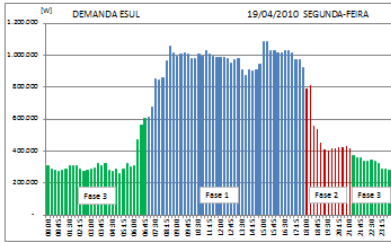


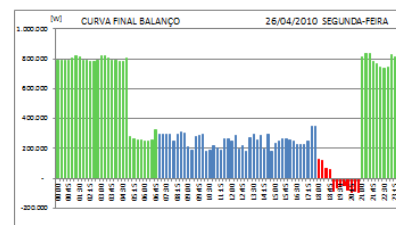
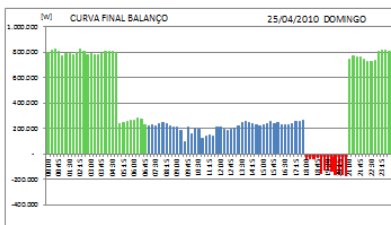
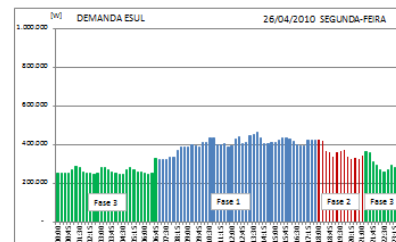
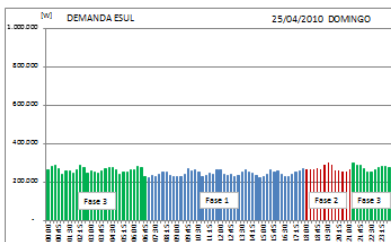
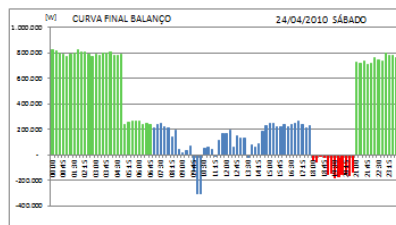
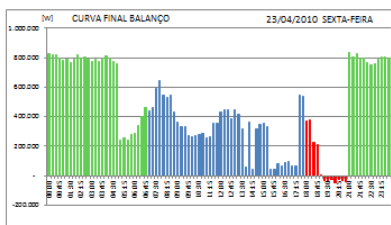
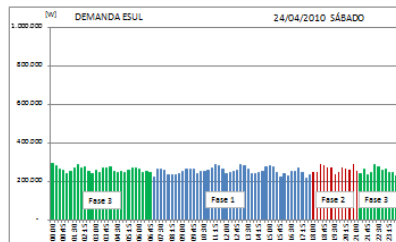
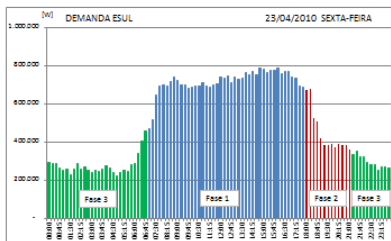


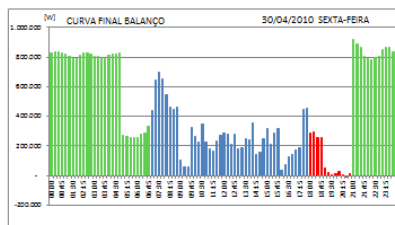
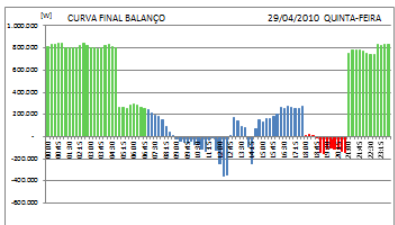
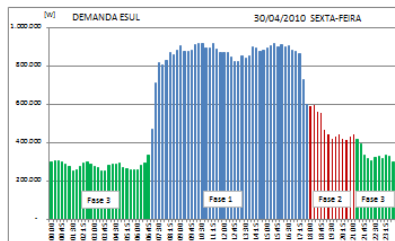
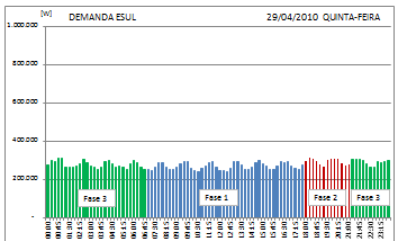
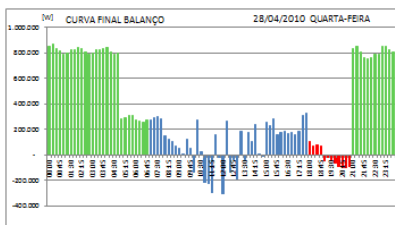
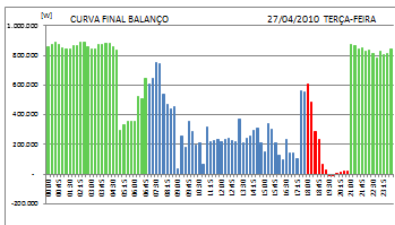
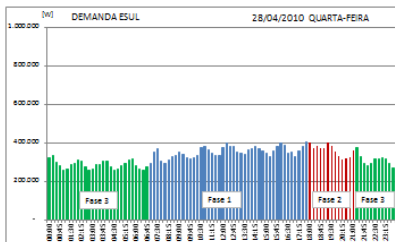
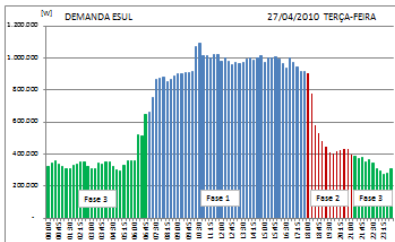




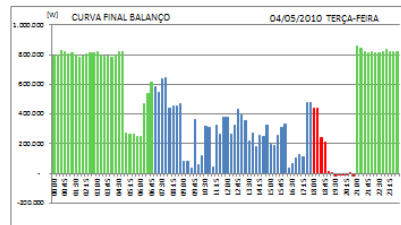
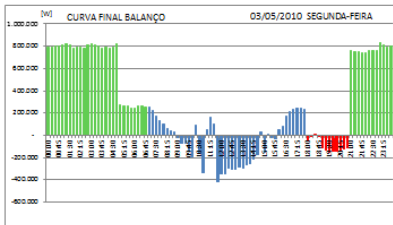
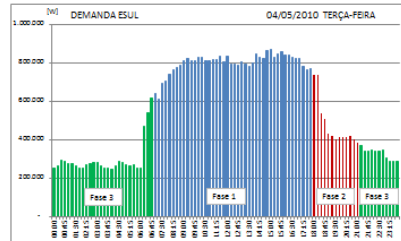
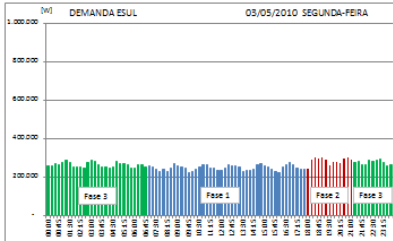
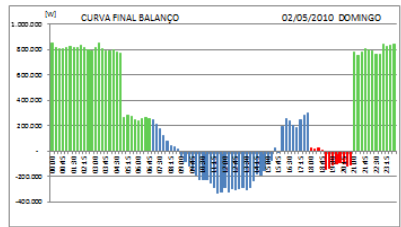
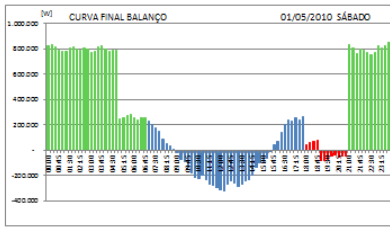
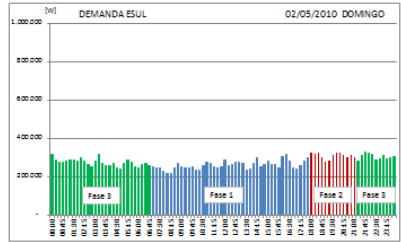
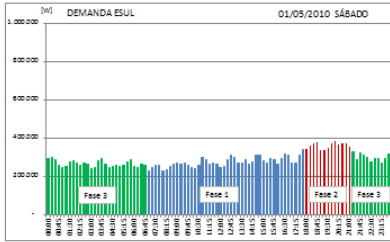


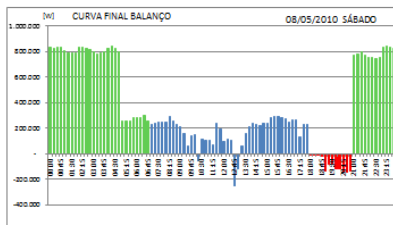
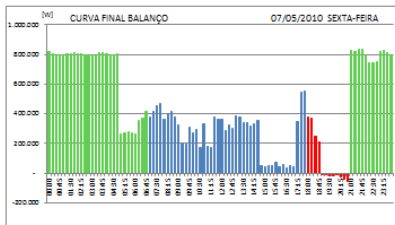
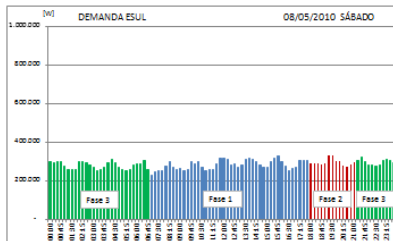
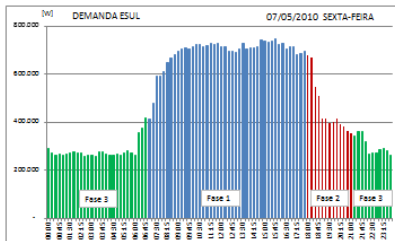
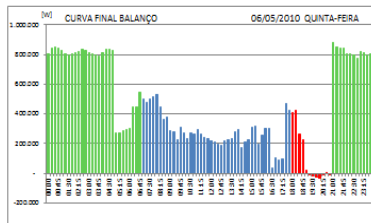
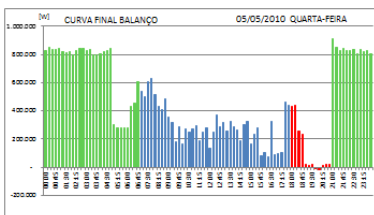
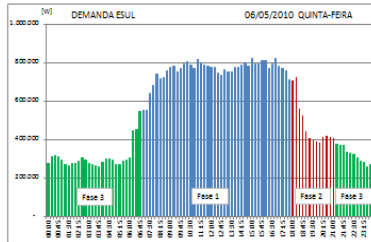
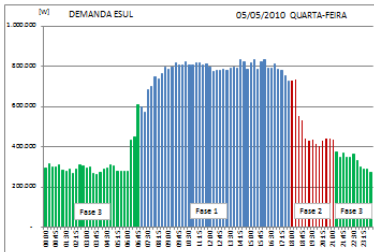


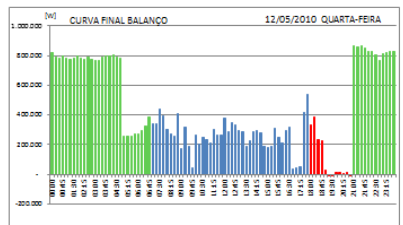
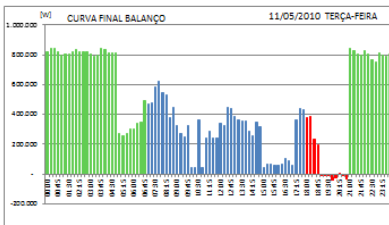
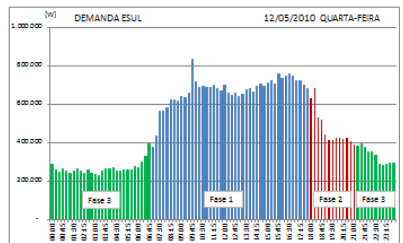
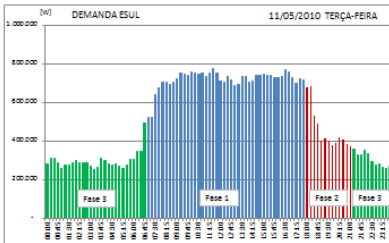
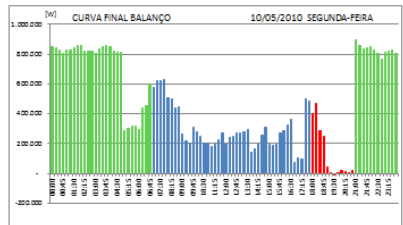
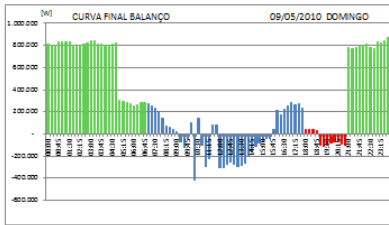
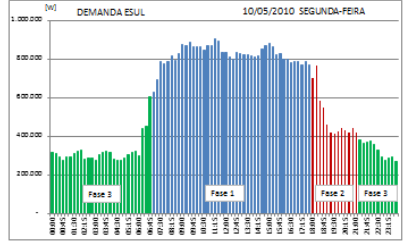
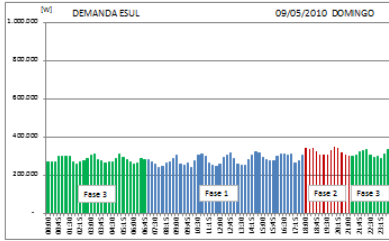


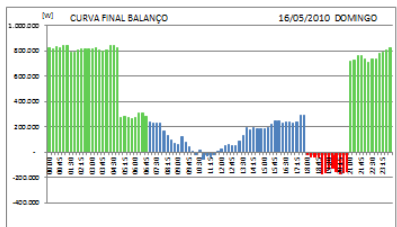
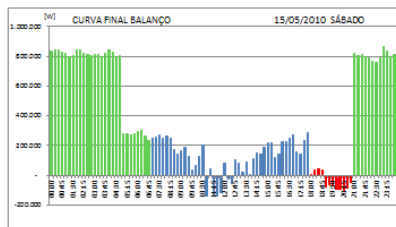
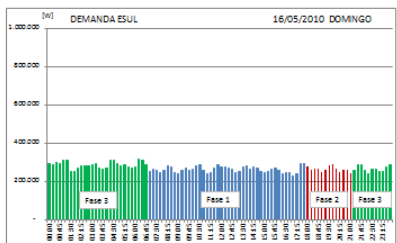
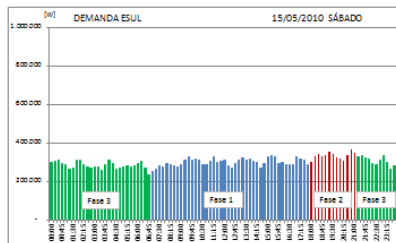
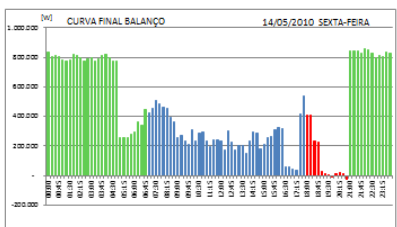
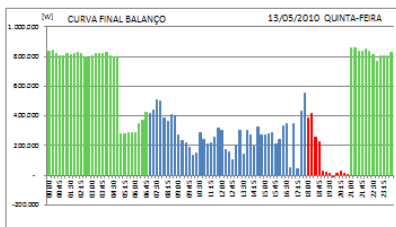
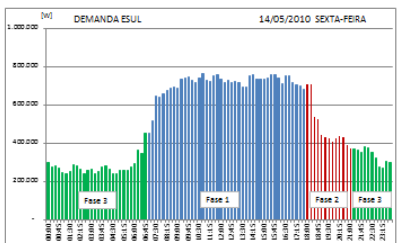
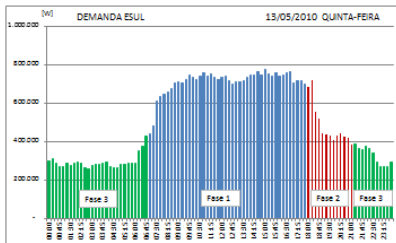


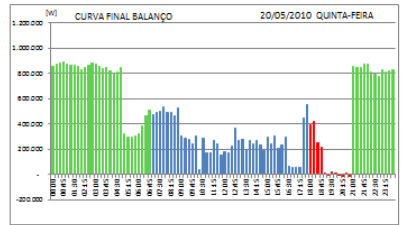
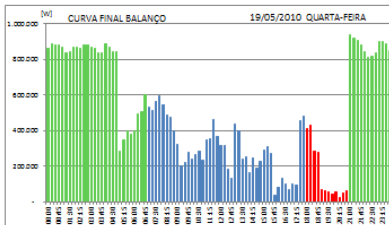
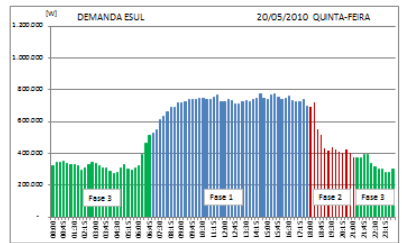
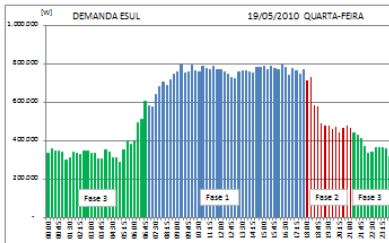
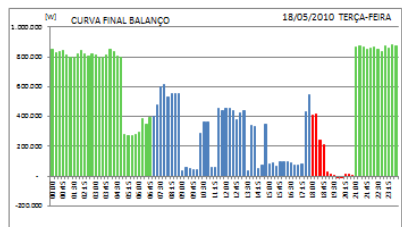
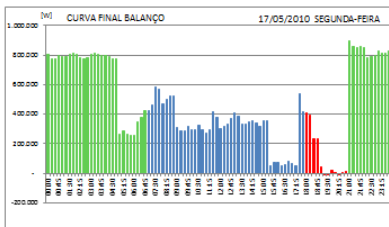
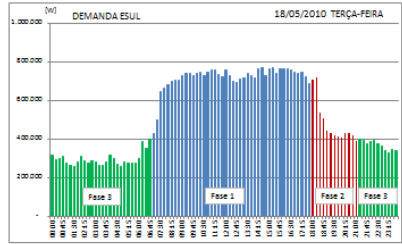
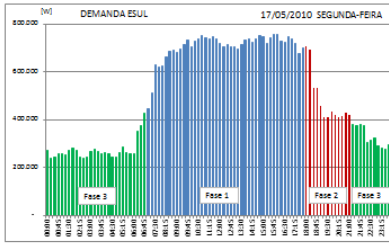
Maio/2010:

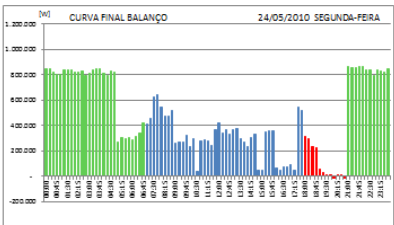
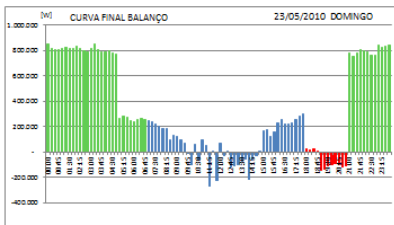
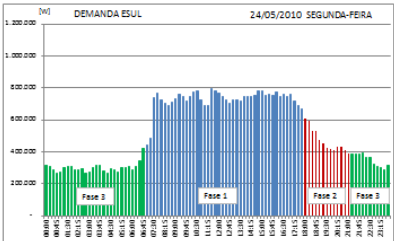
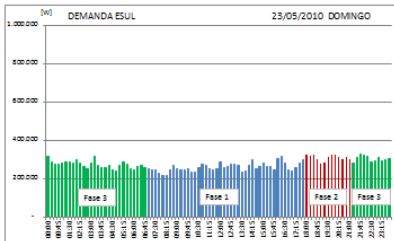
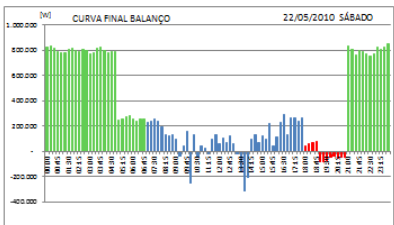
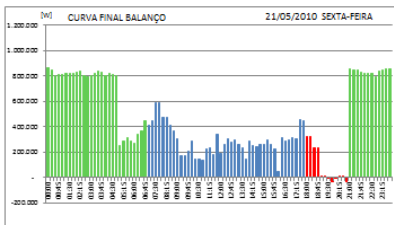
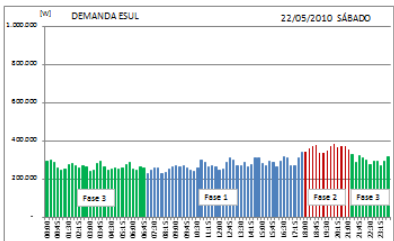
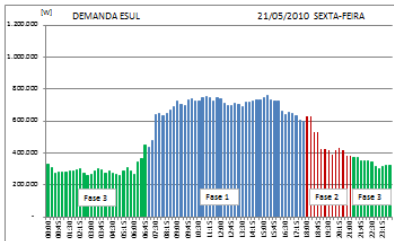


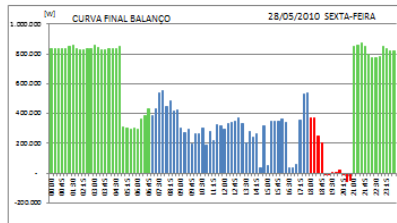
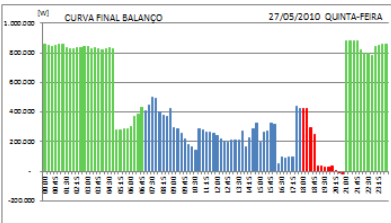
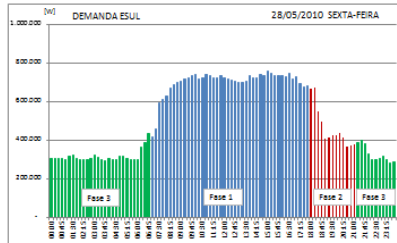
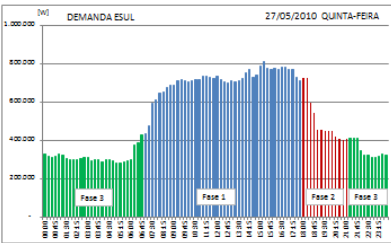
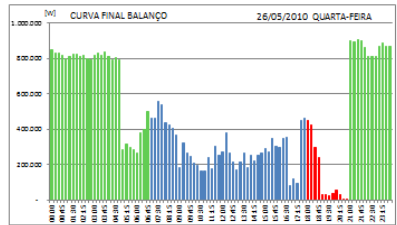
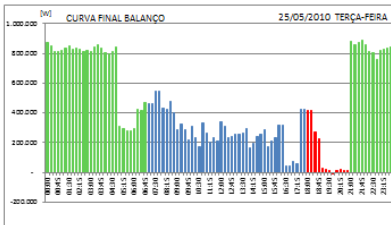
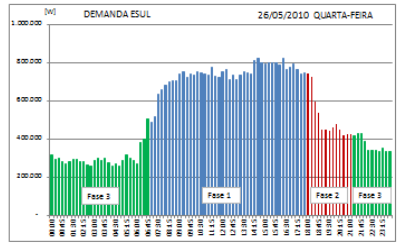
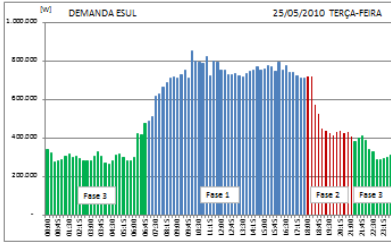


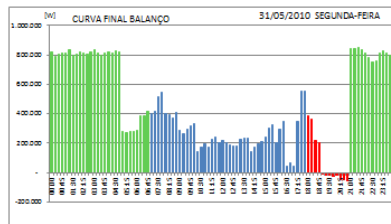
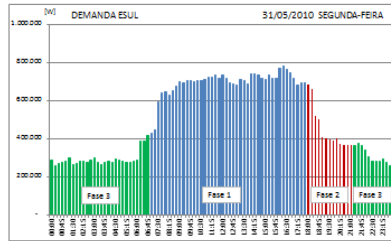
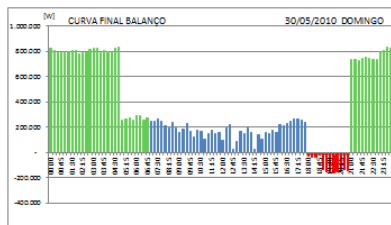
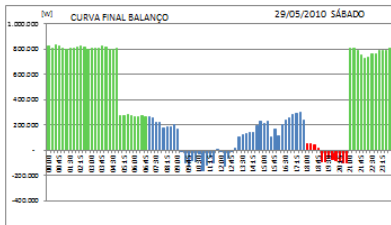
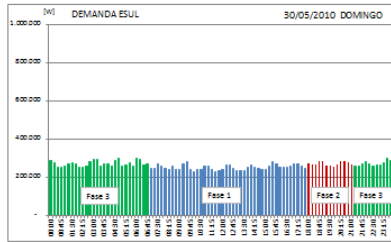
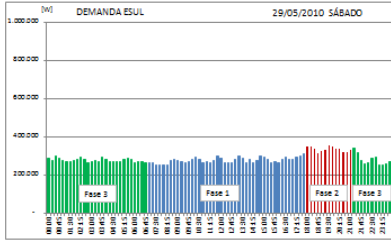




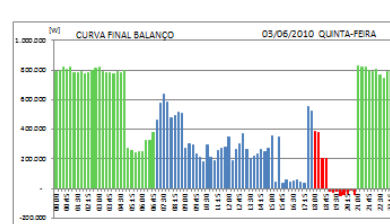
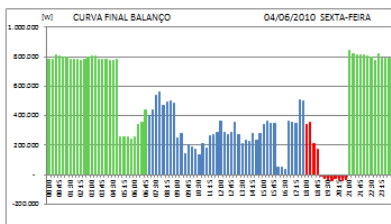
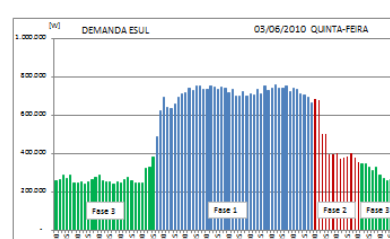
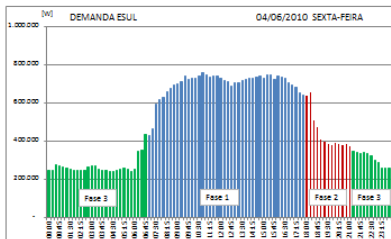
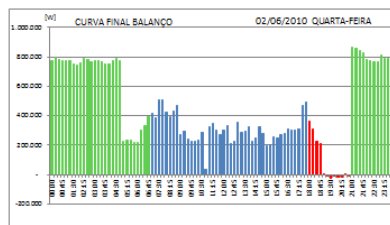
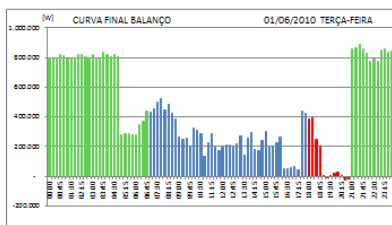
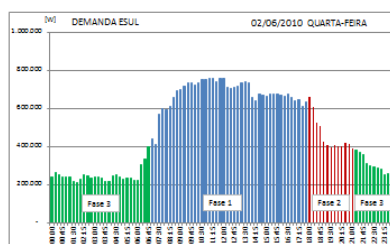
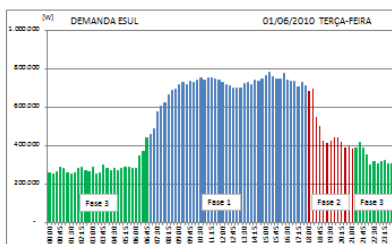


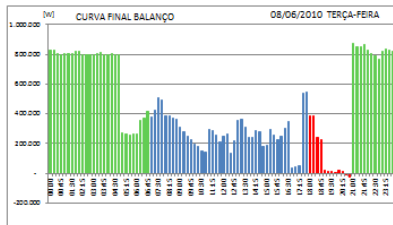
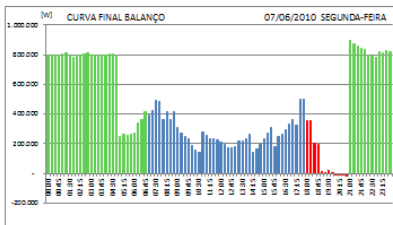
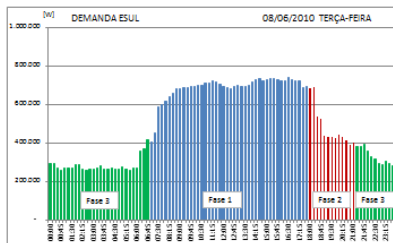
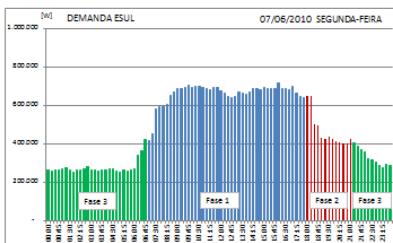
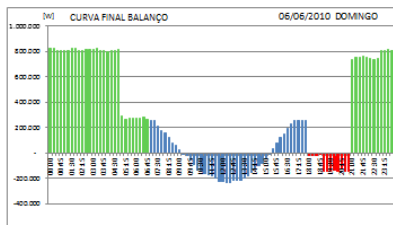
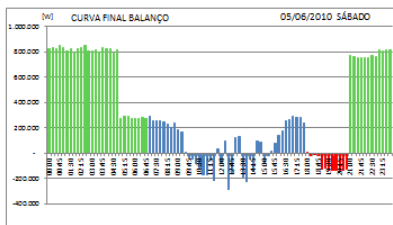
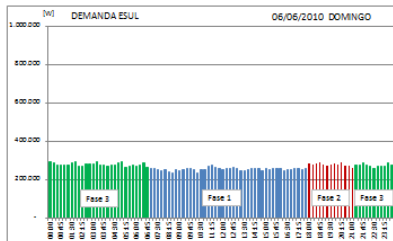
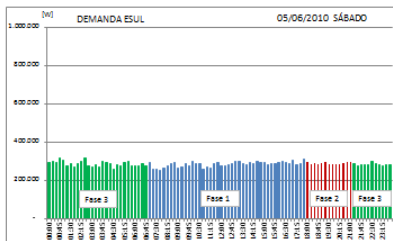


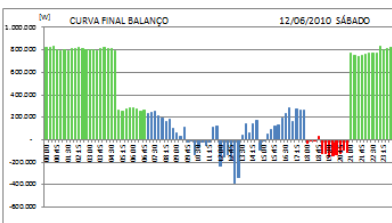
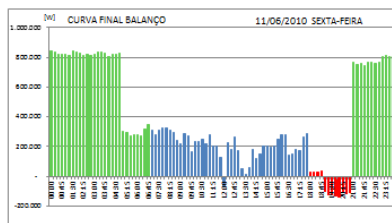
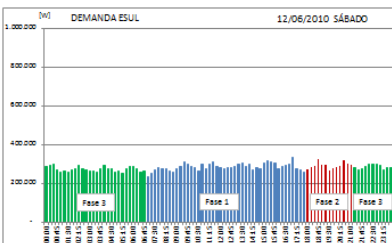
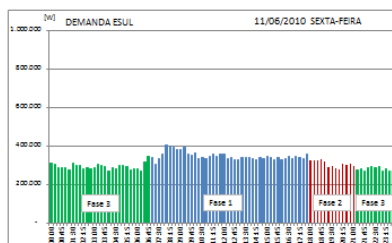
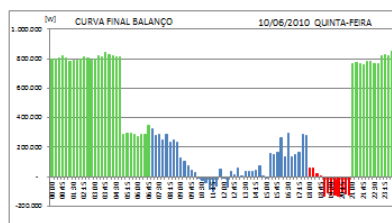
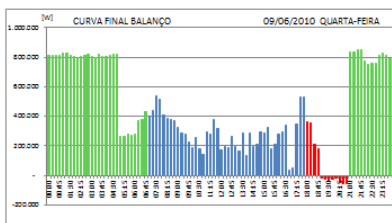
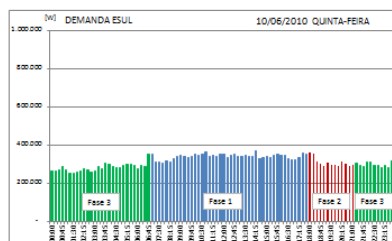
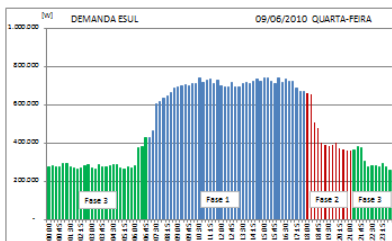


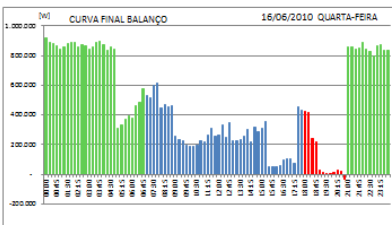
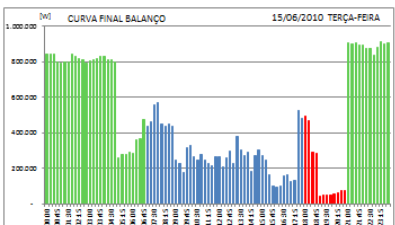
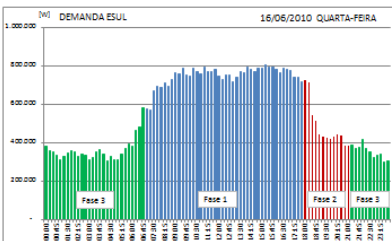
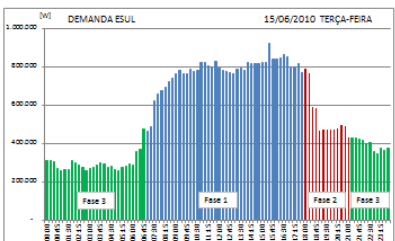
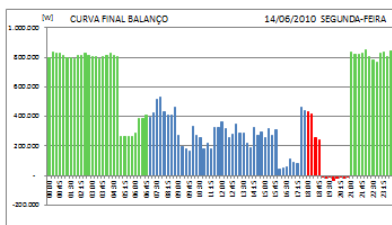
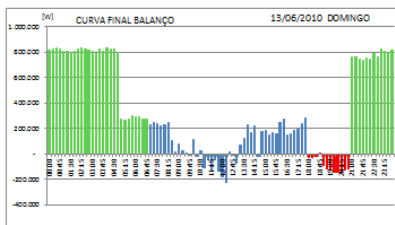
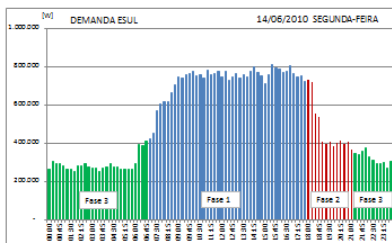
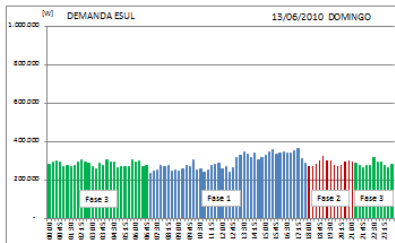


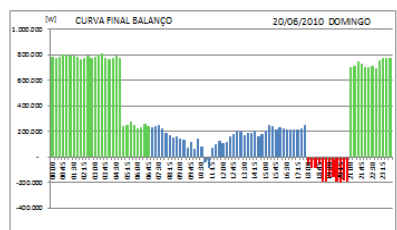
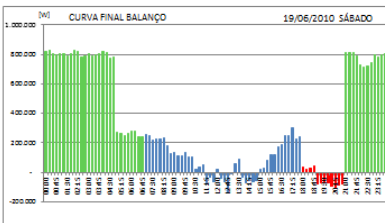
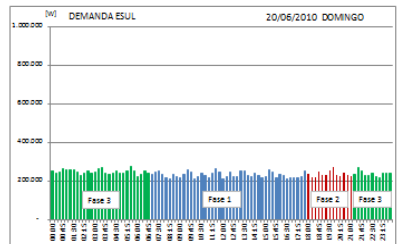
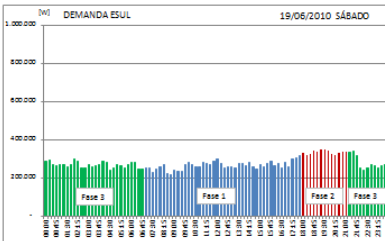
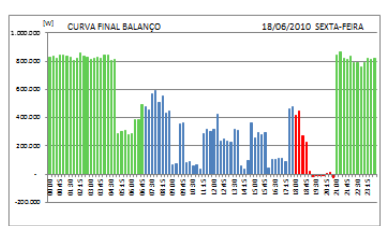
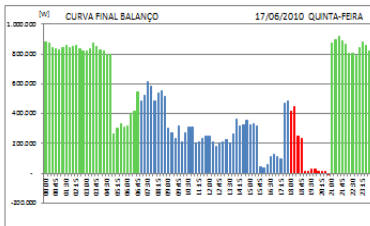
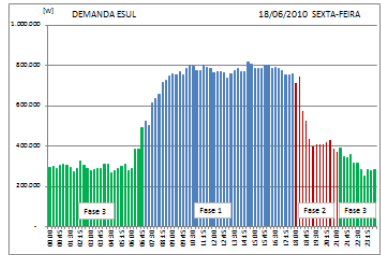
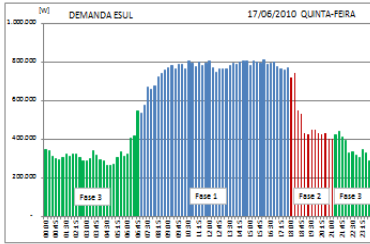
Junho/2010:

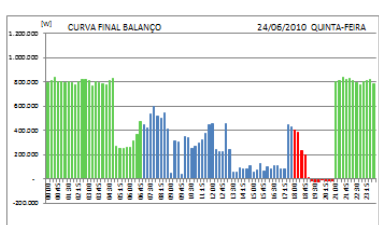
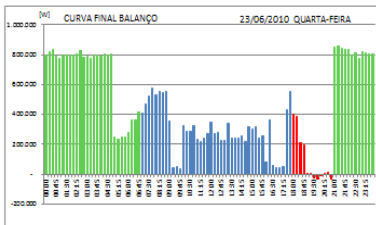
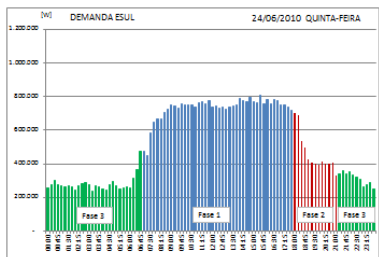
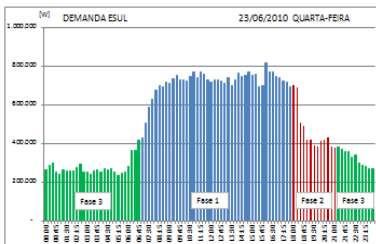
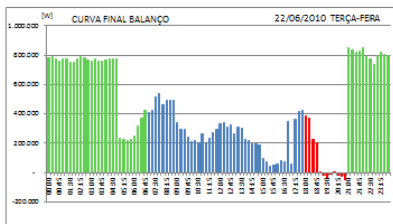
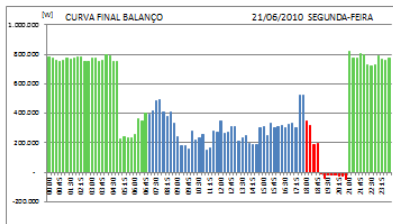
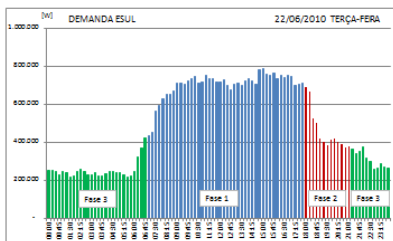
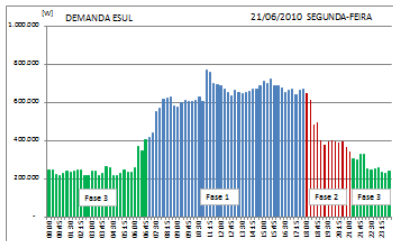


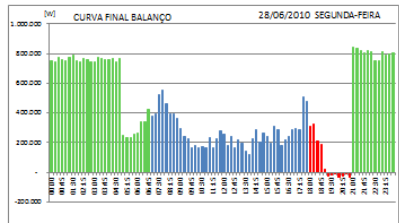
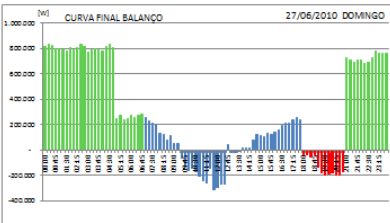
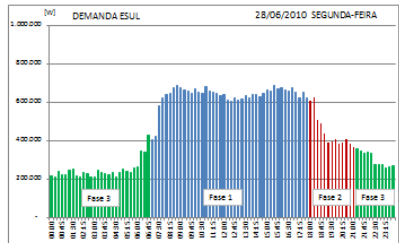
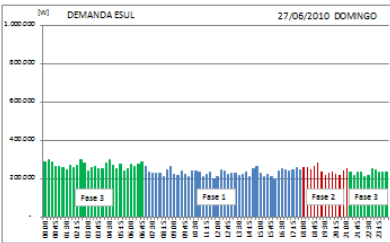
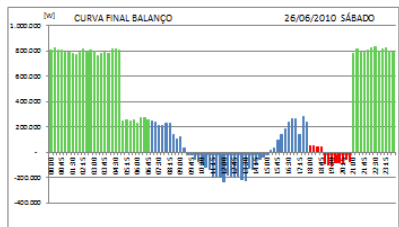
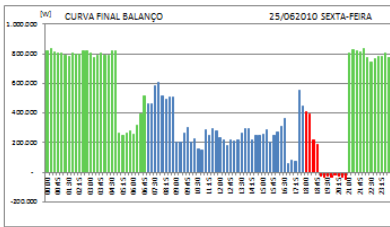
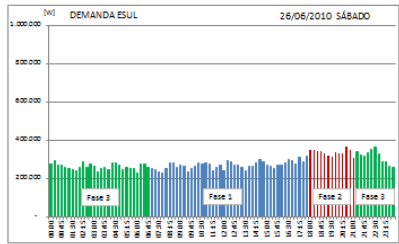
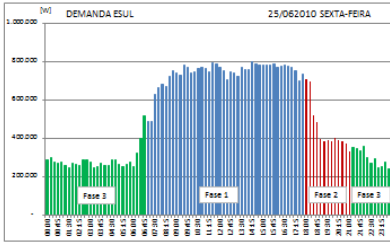


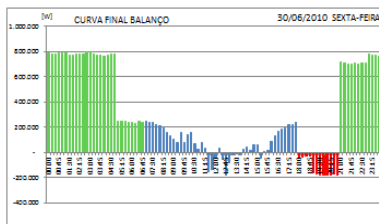
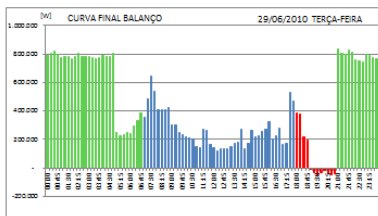
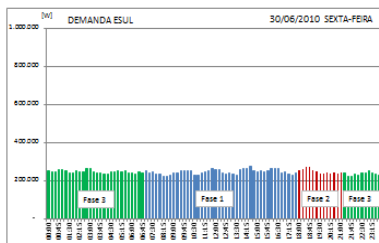
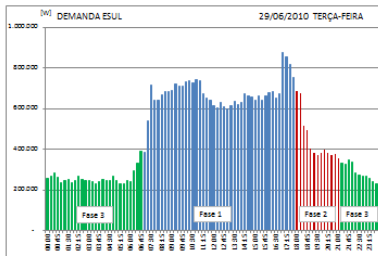




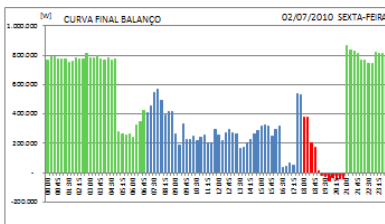
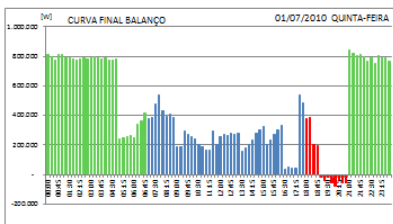
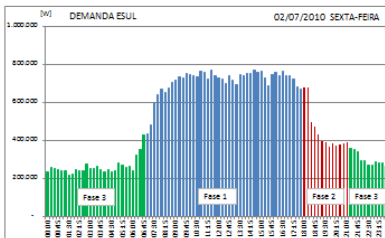
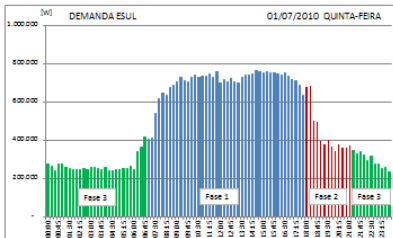


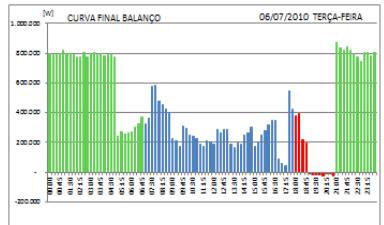
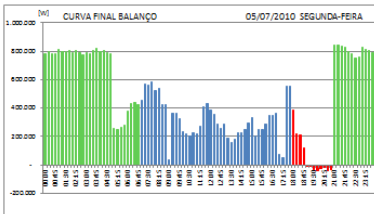
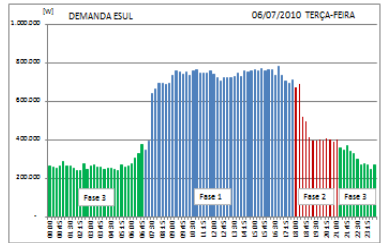
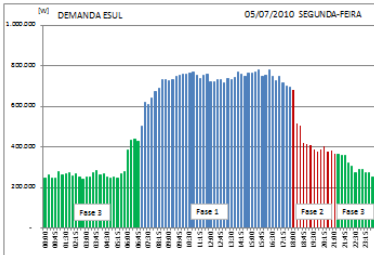
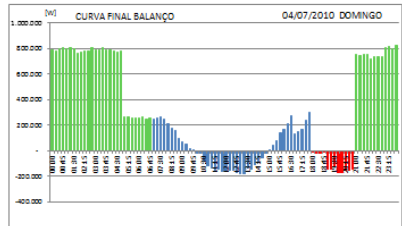
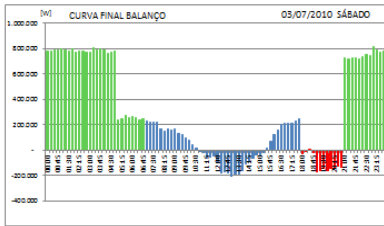
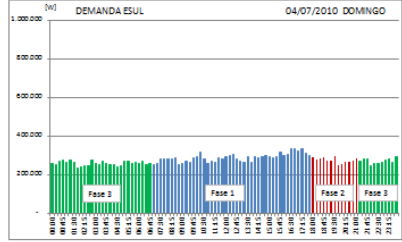
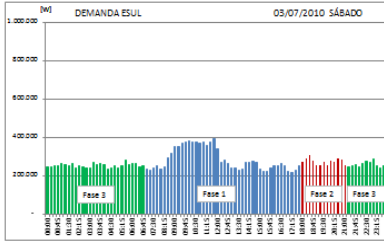


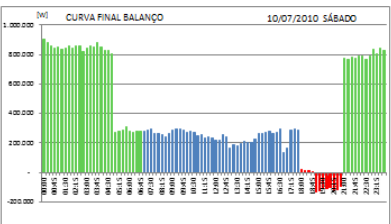
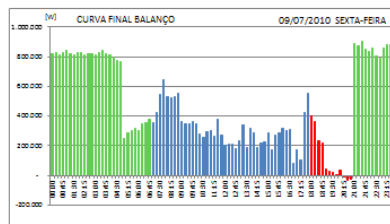
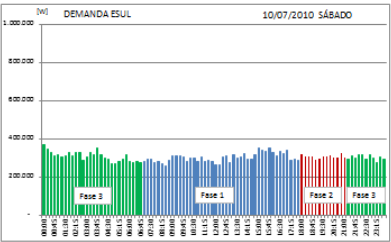
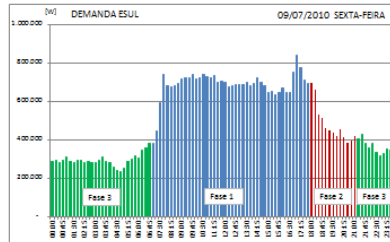
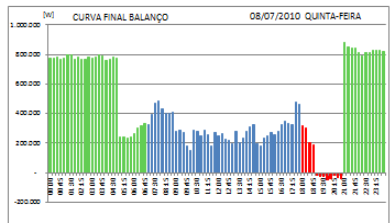
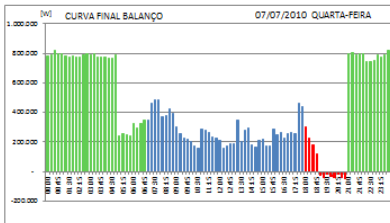
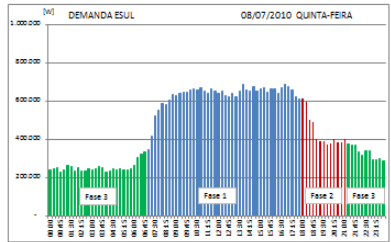
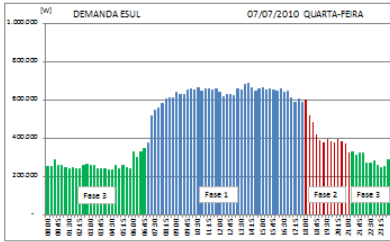


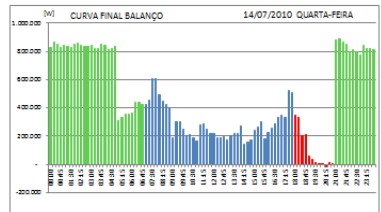
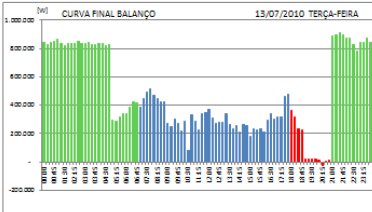
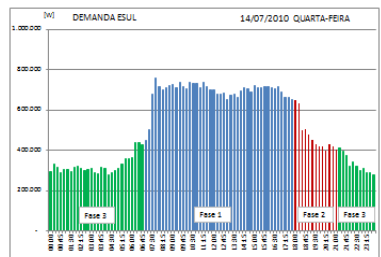
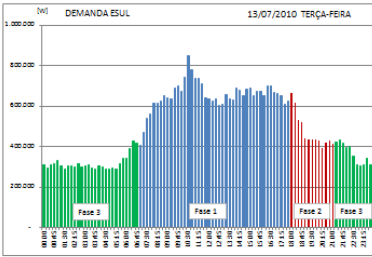
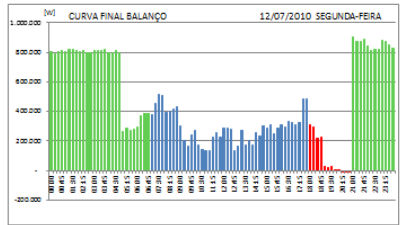
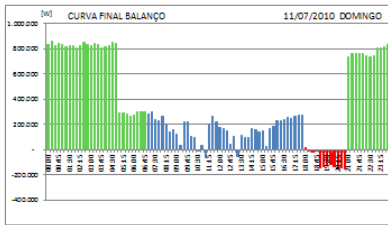
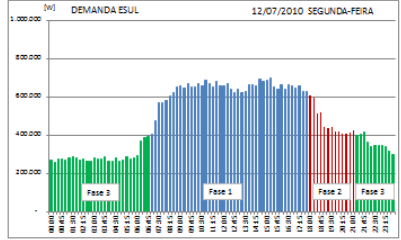
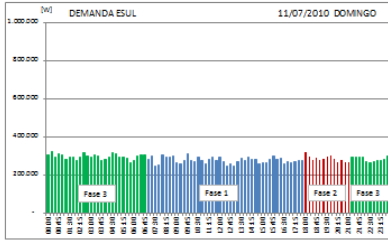


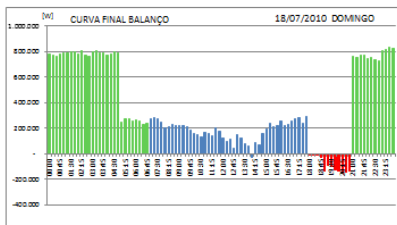
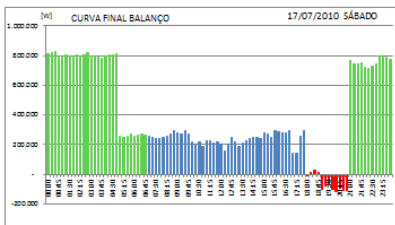
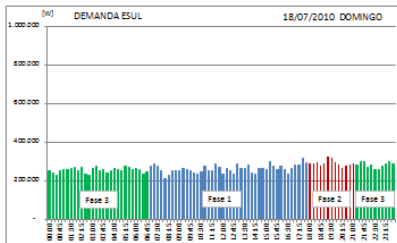
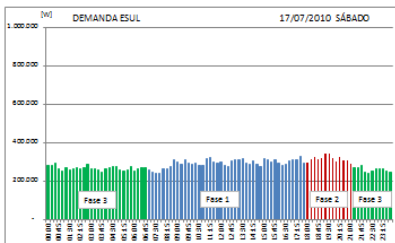
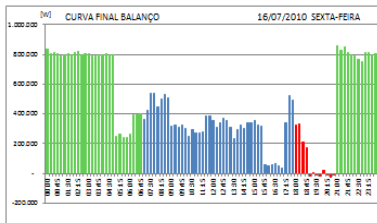
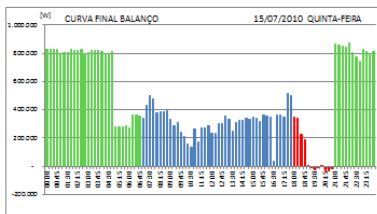
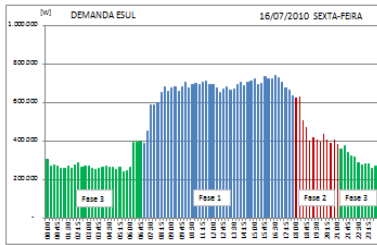
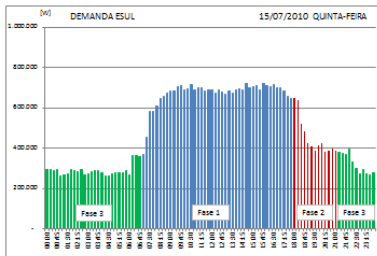
Julho/2010:

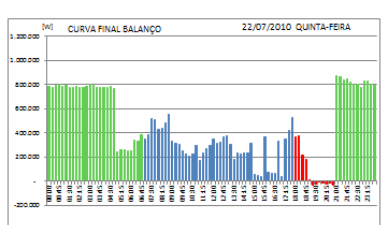
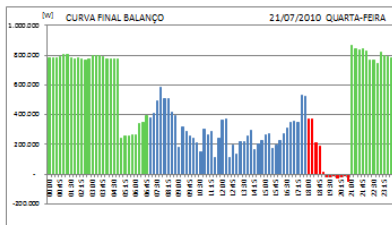
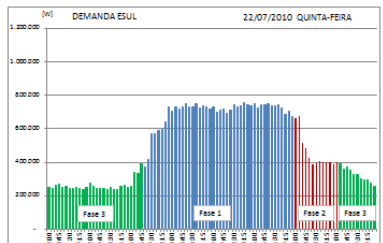
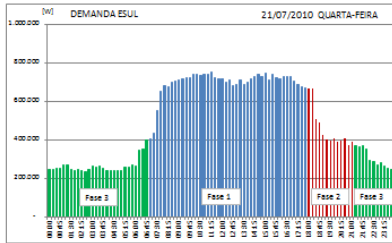
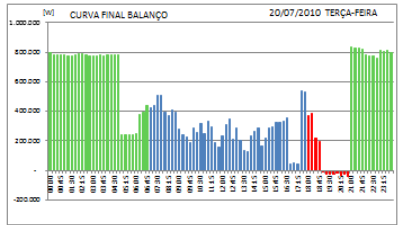
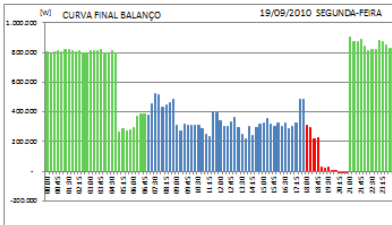
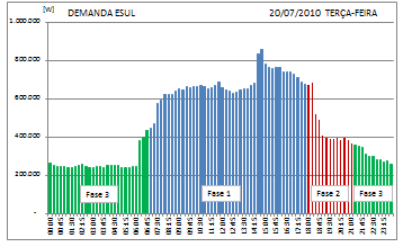
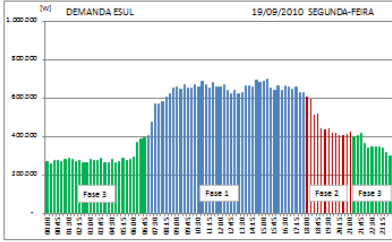




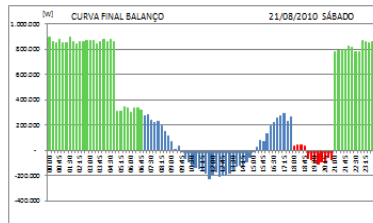
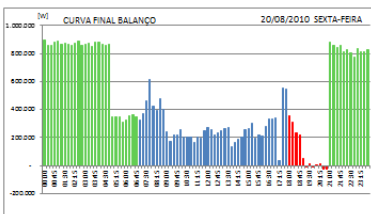
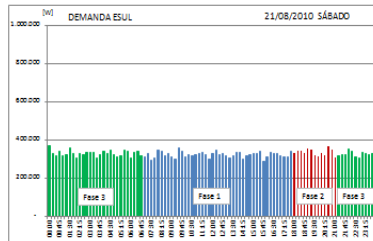
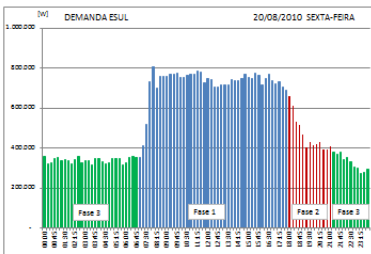
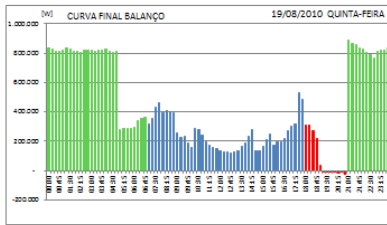
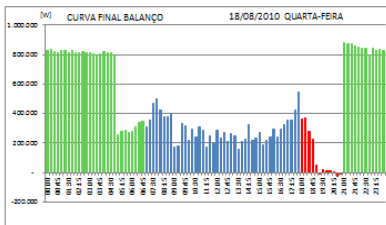
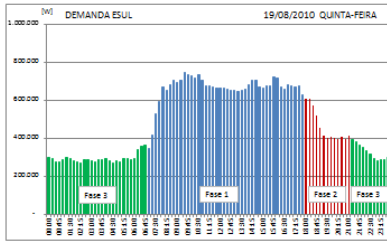
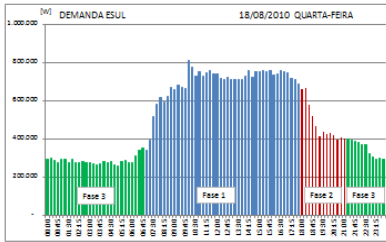


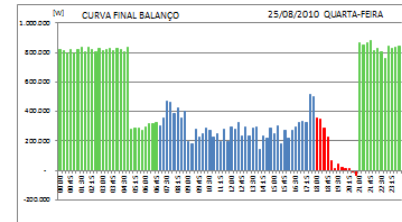
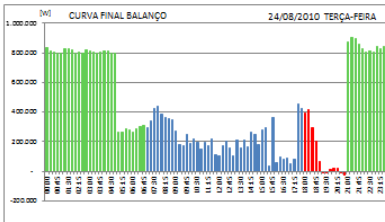
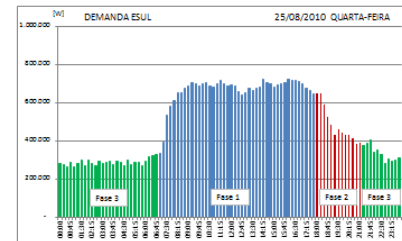
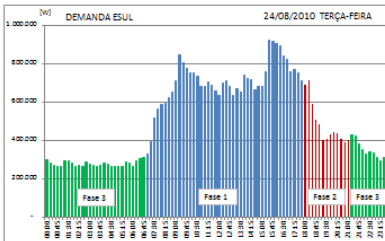
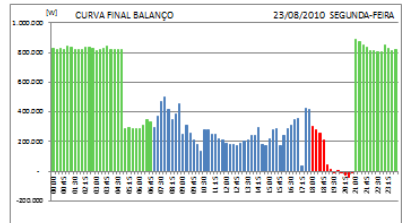
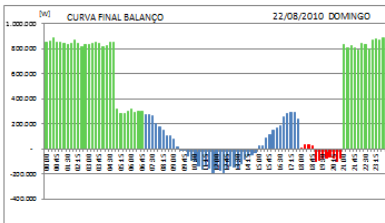
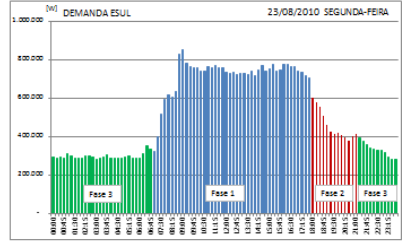
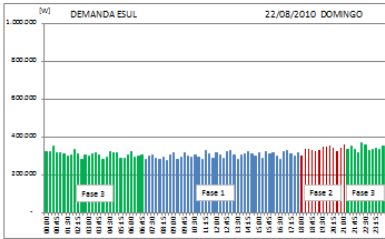


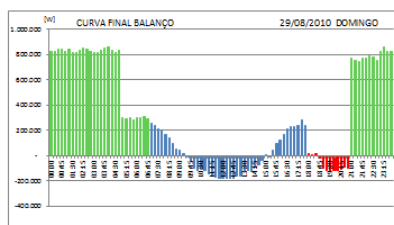
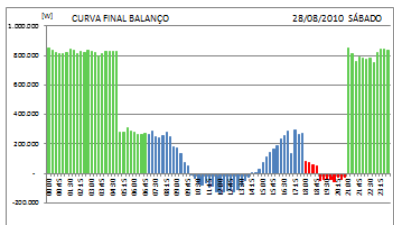
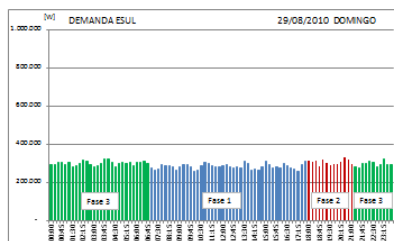
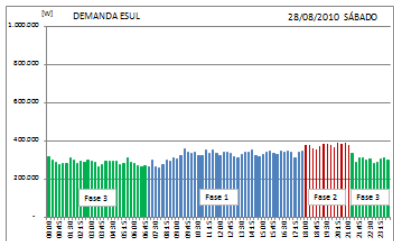
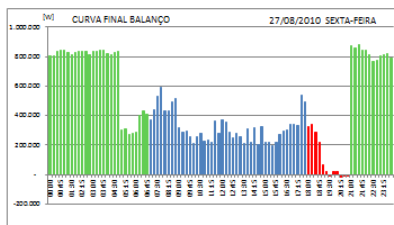
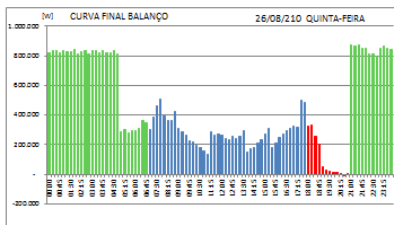
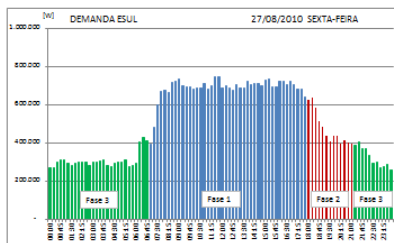
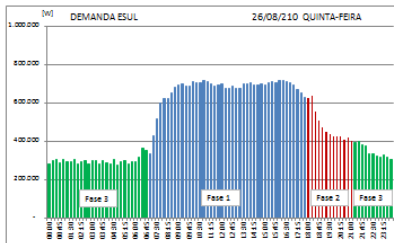


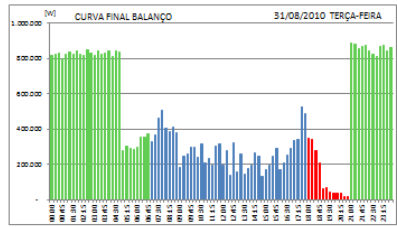
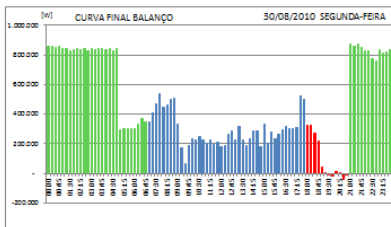
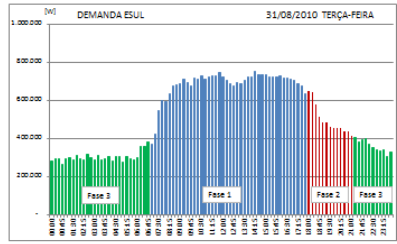
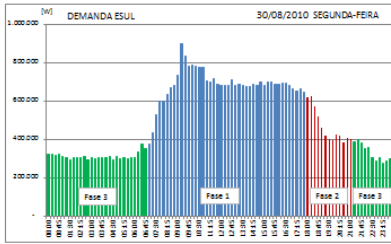


Agosto/2010

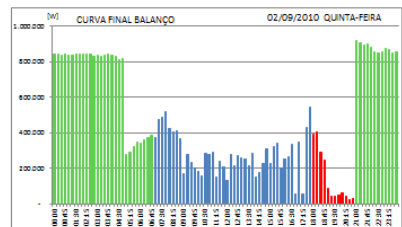
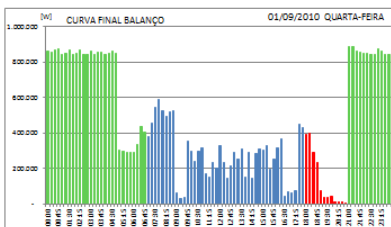
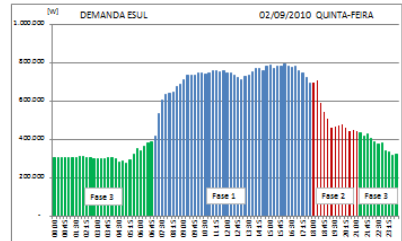
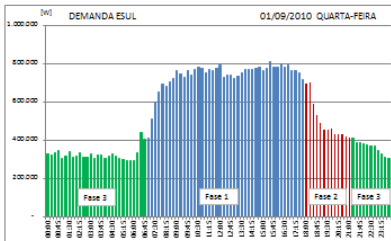


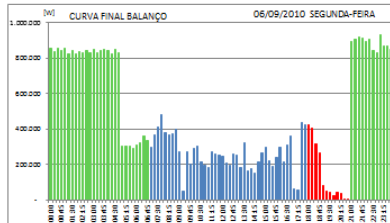
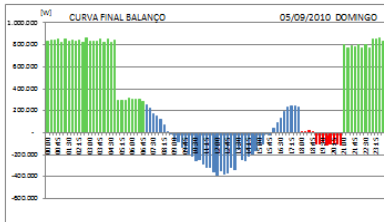
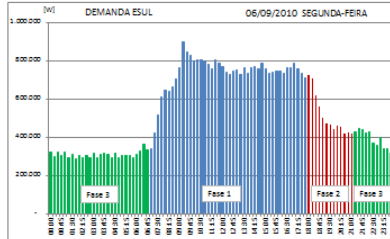
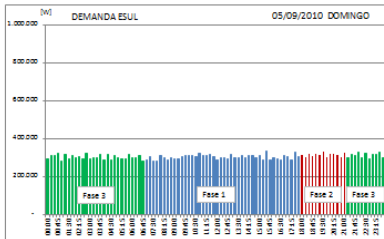
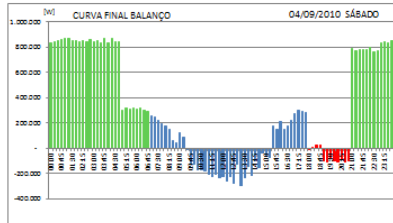
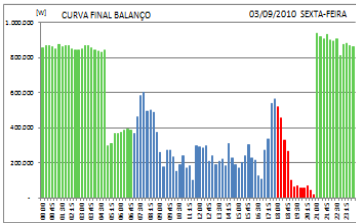
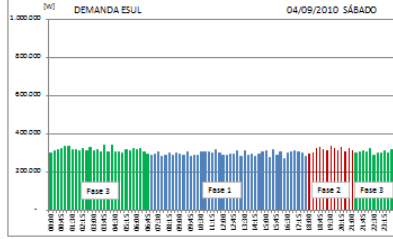
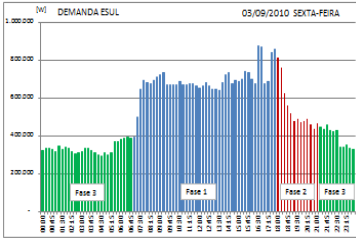


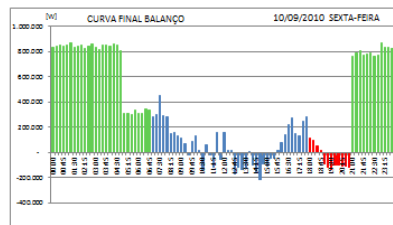
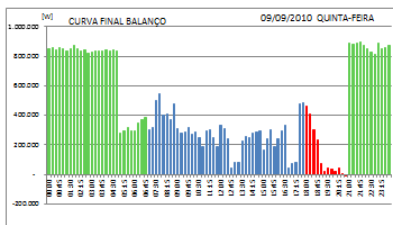
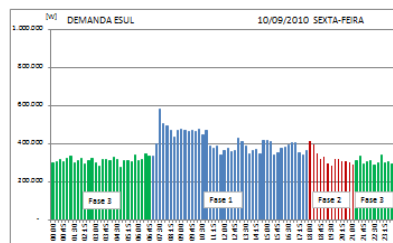
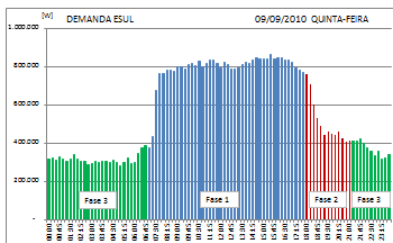
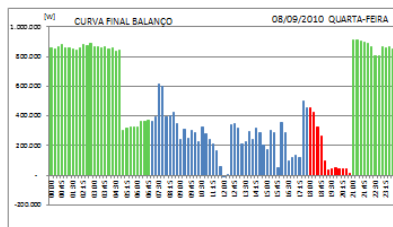
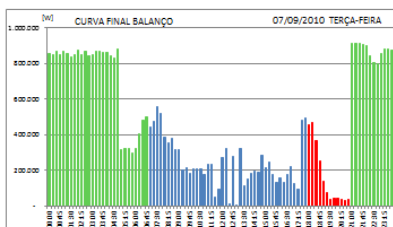
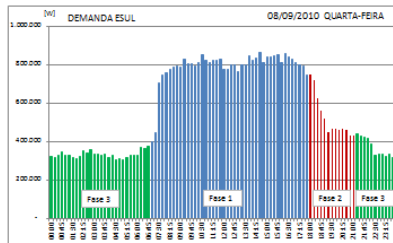
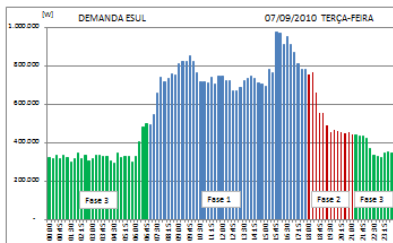


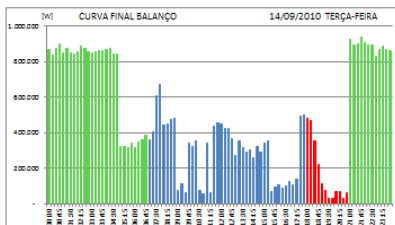
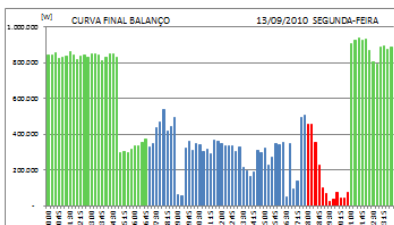
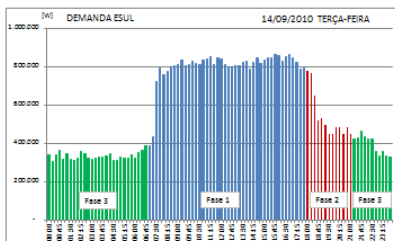
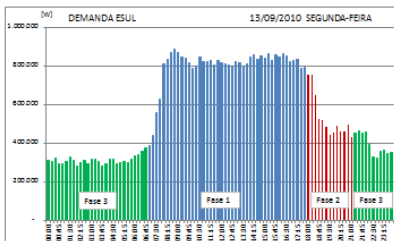
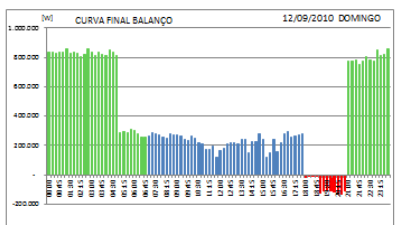
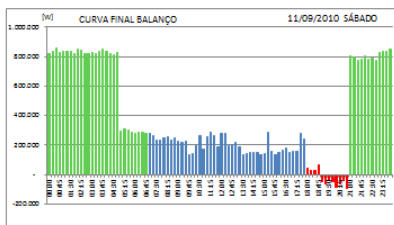
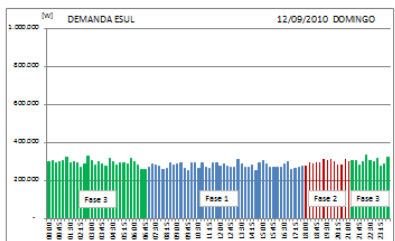
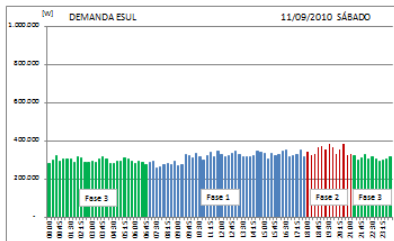


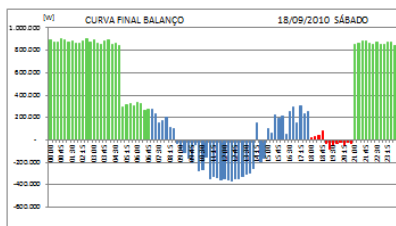
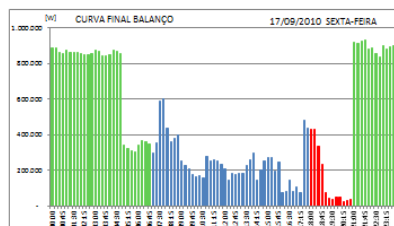
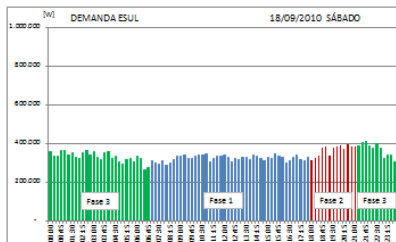
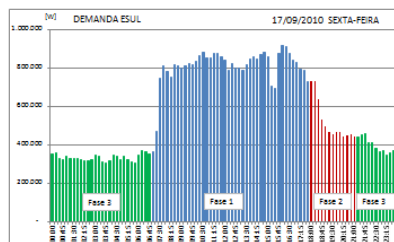
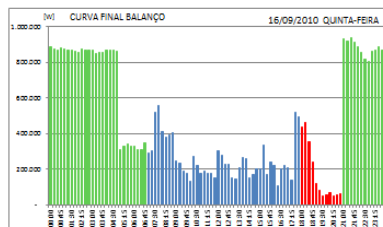
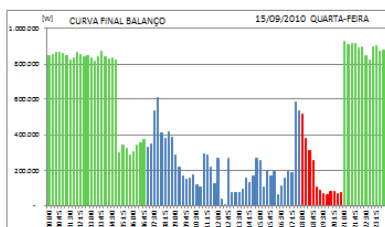
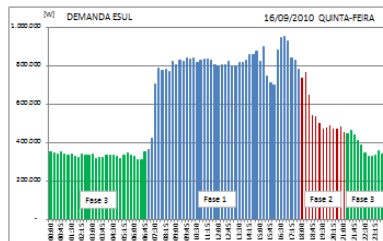
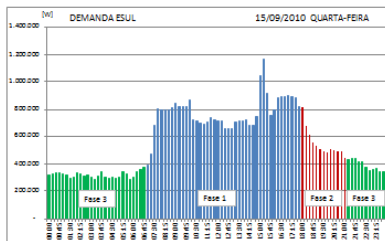
Setembro/2010:

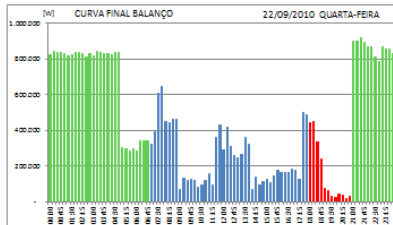
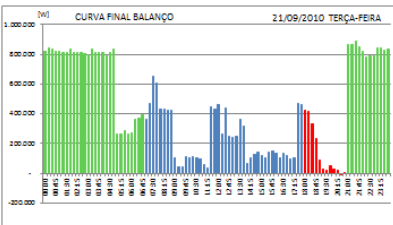
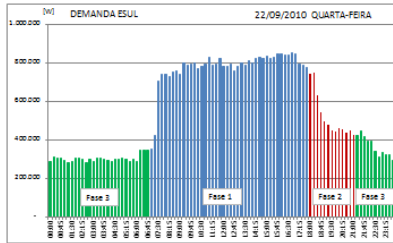
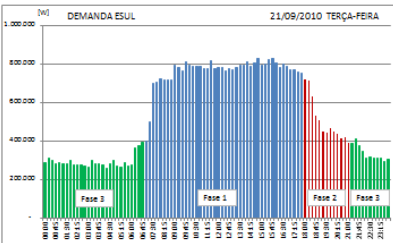
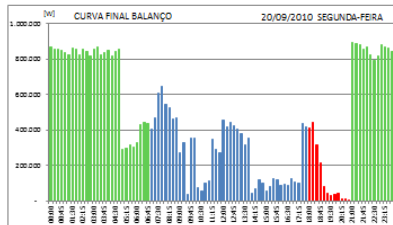
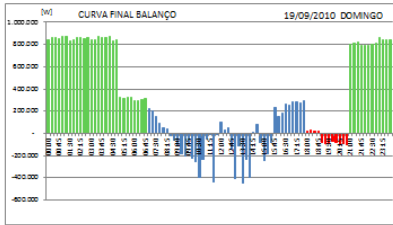
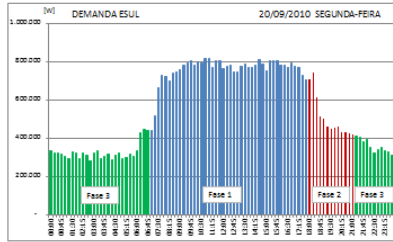
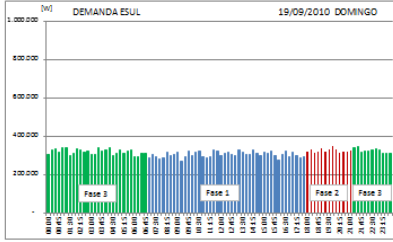


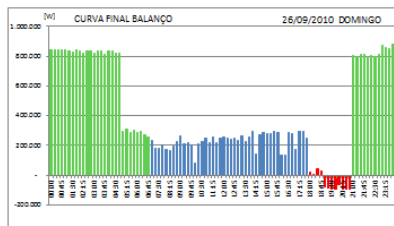
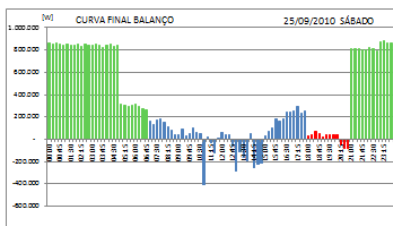
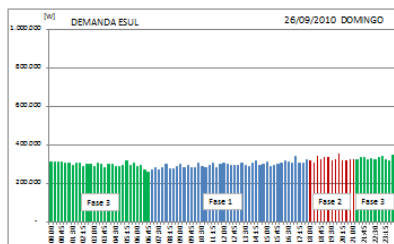
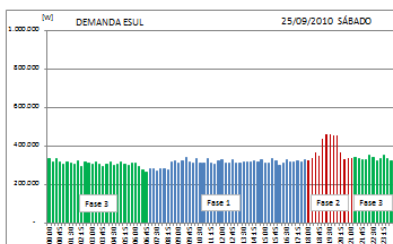
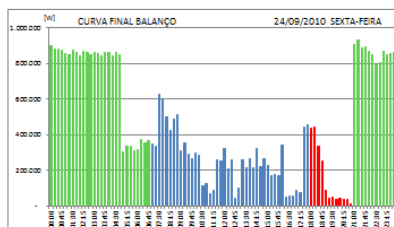
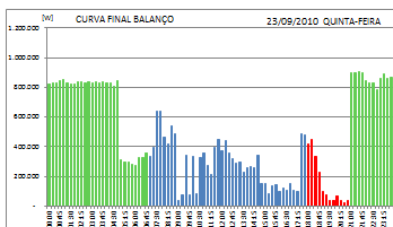
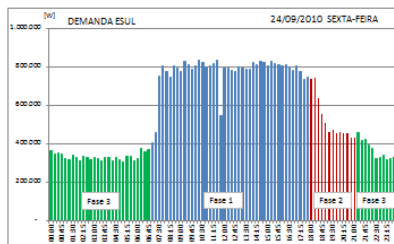
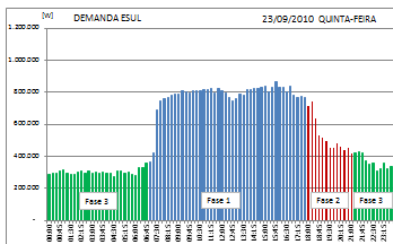


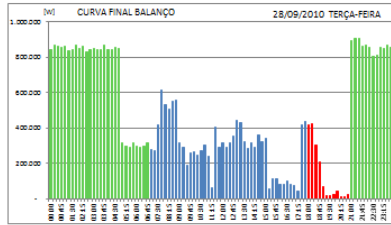
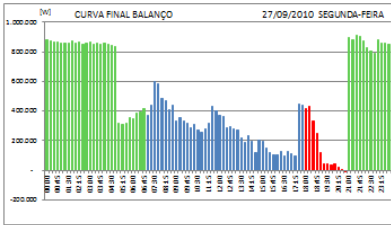
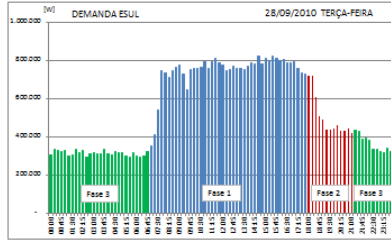
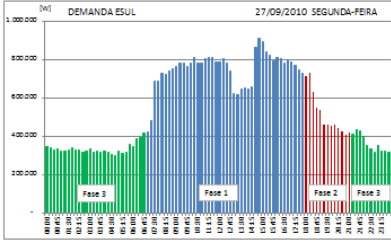




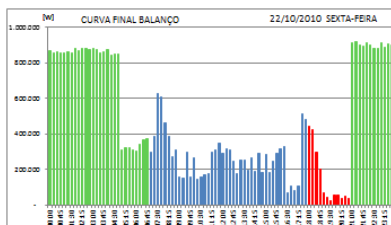
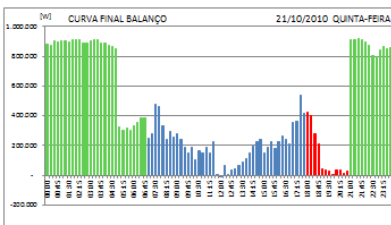
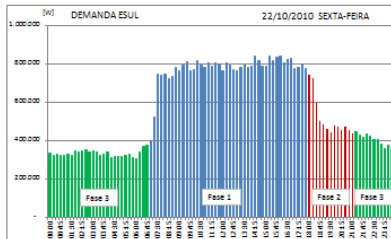
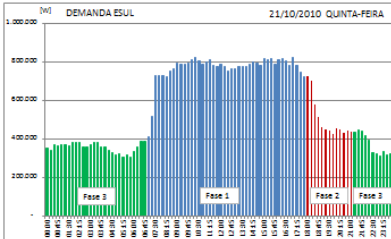


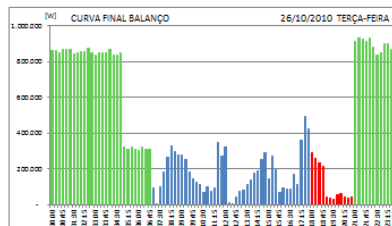
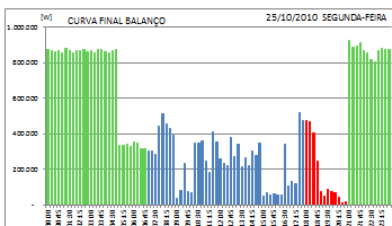
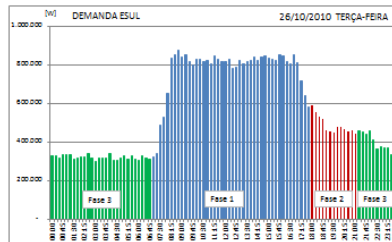
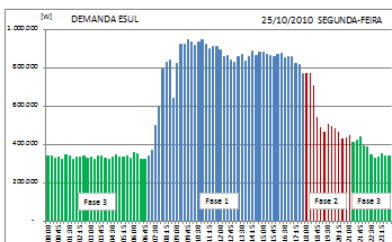
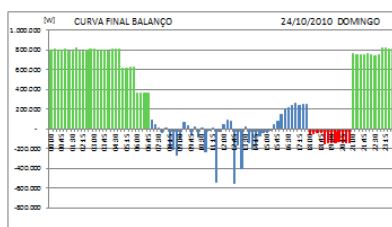
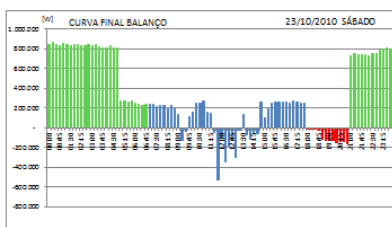
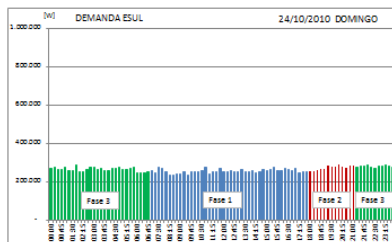
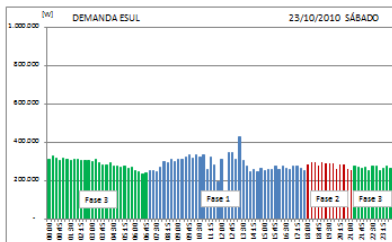


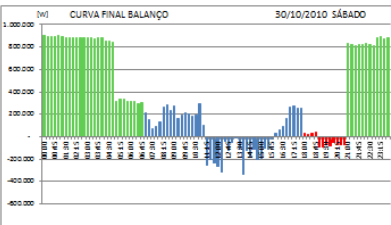
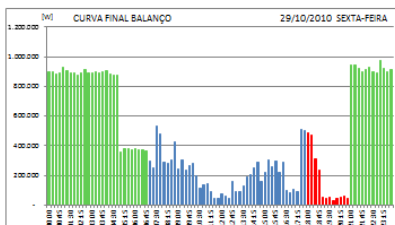
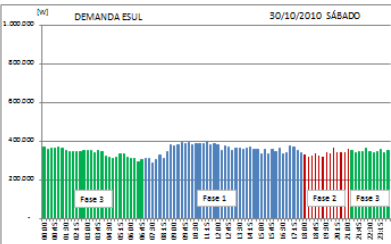
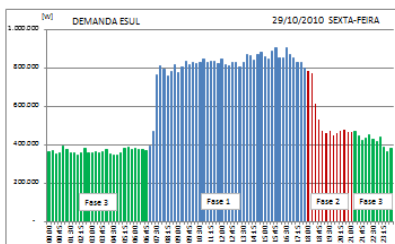
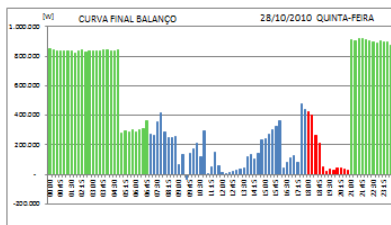
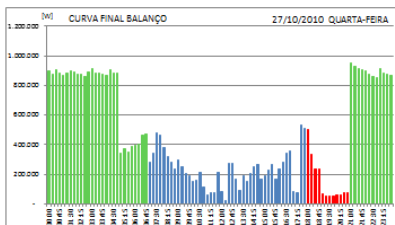
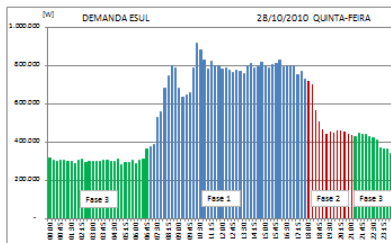
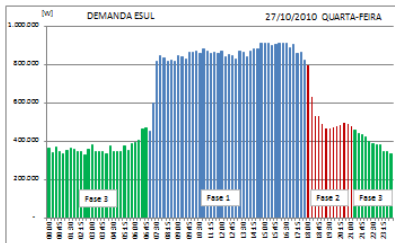


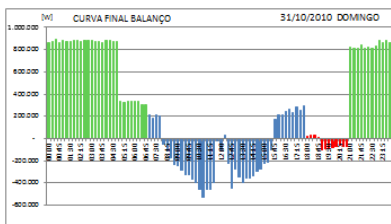
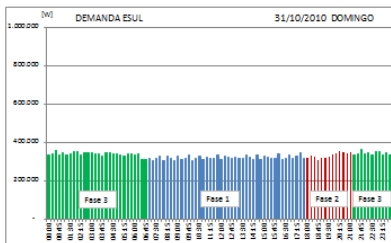


Outubro/2010:

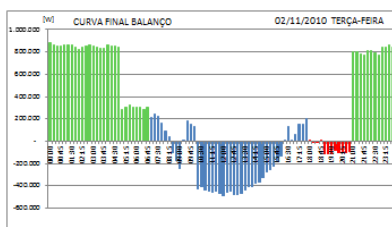
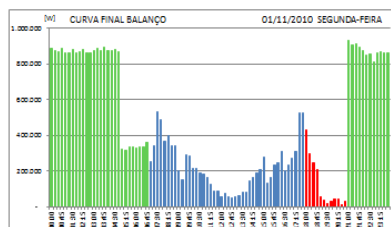
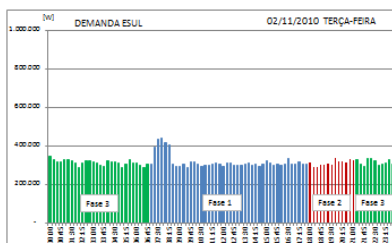
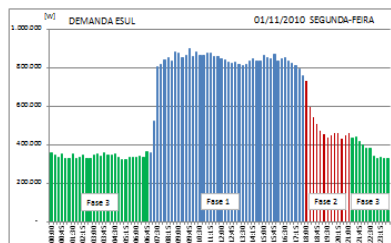


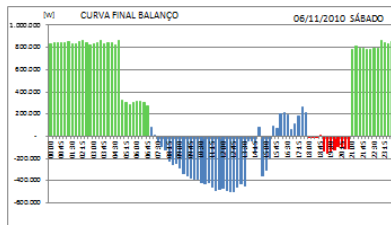
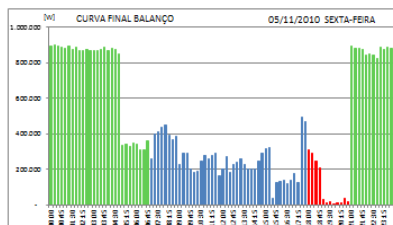
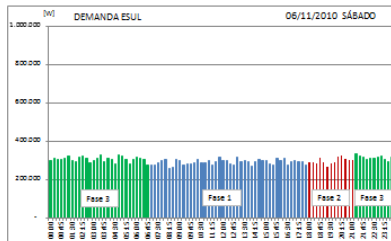
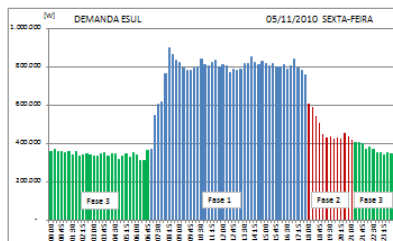
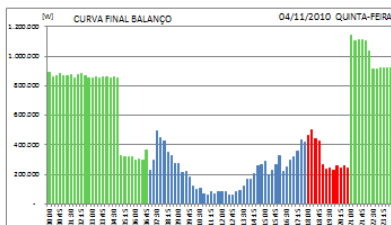
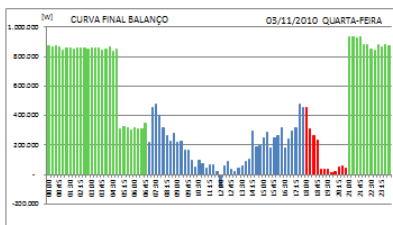
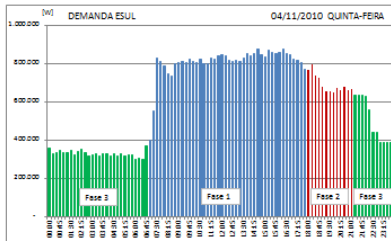
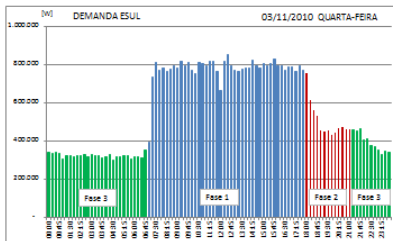


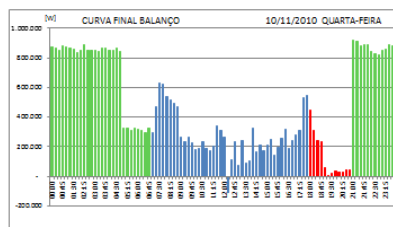
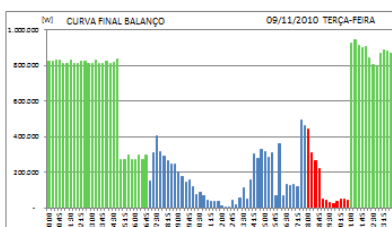
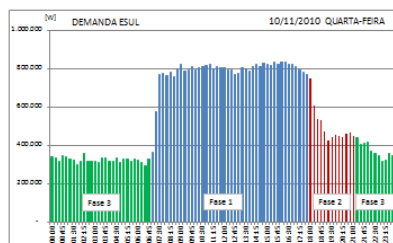
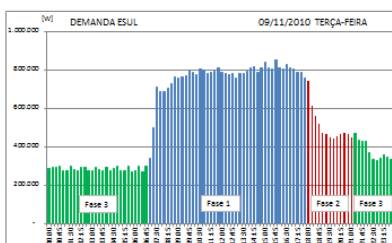
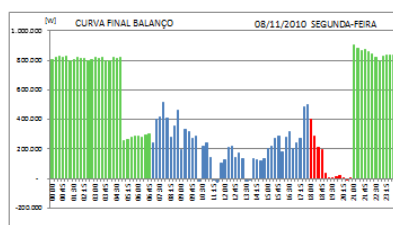
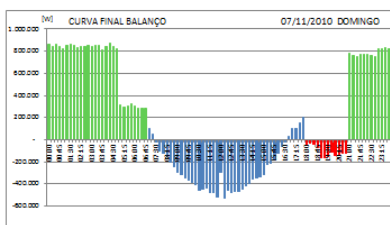
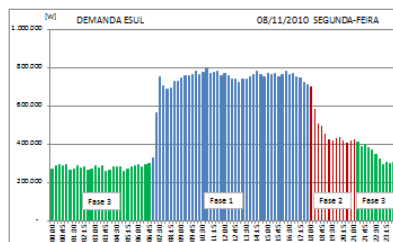
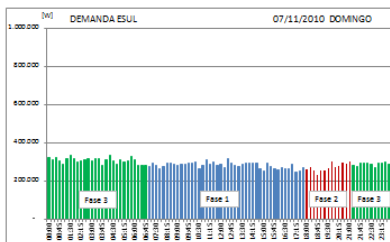


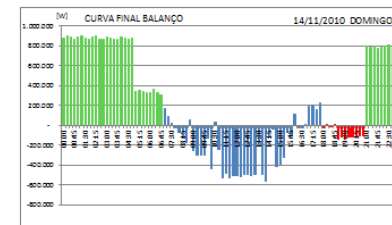
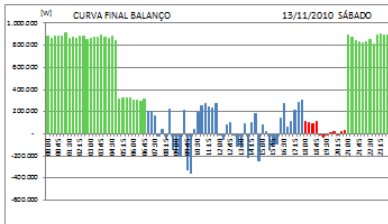
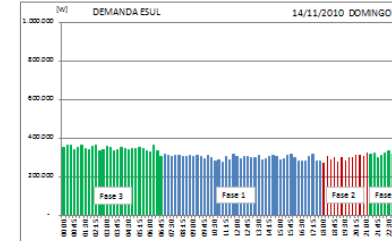
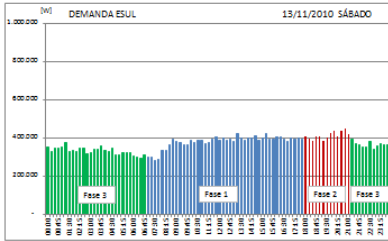
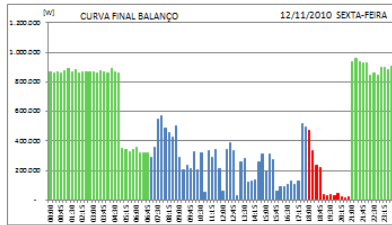
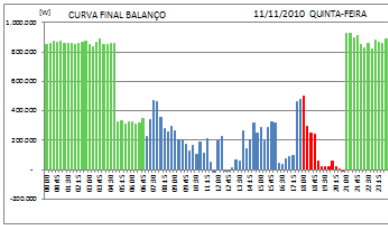
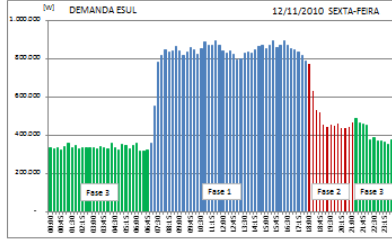
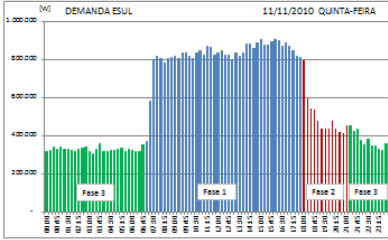


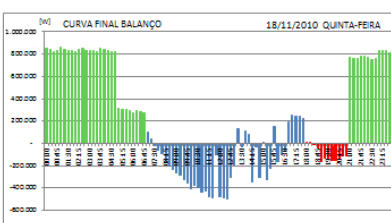
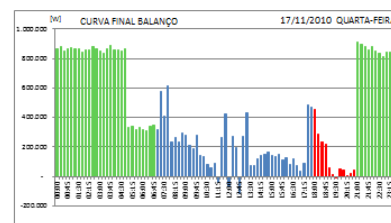
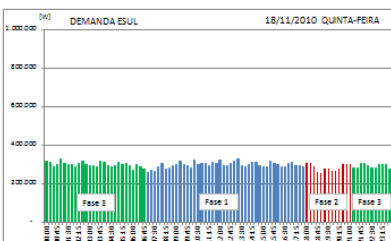
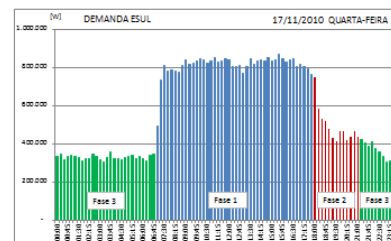
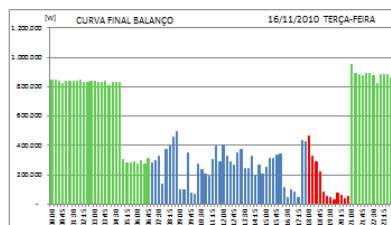
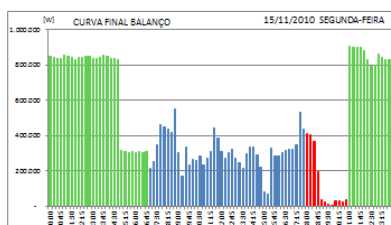
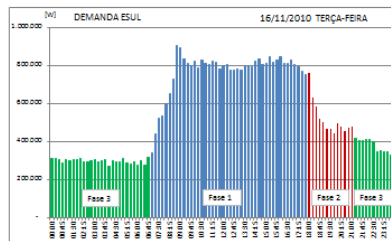
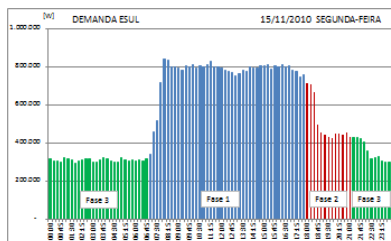
Novembro/2010:

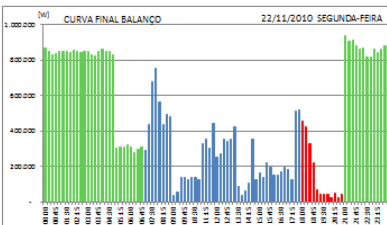
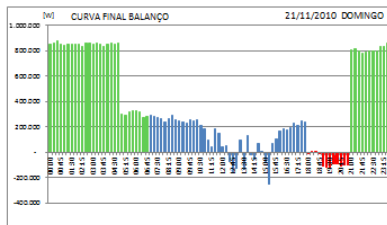
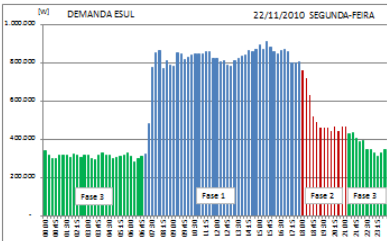
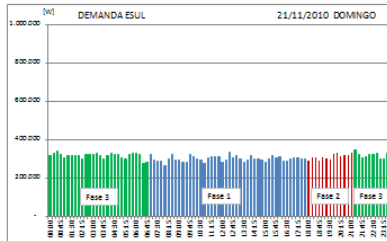
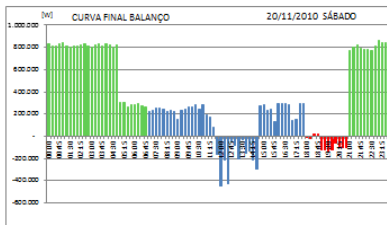
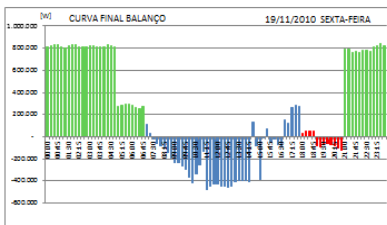
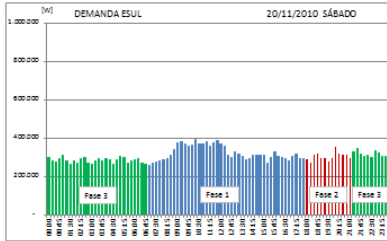
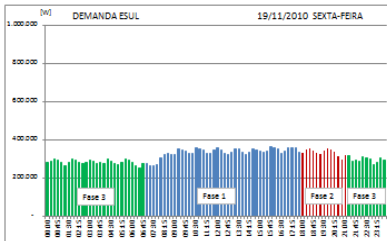


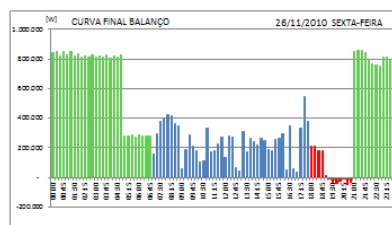
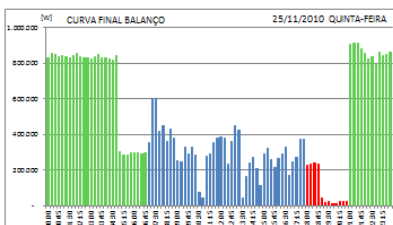
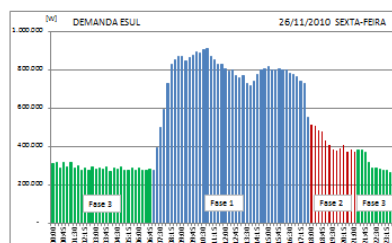
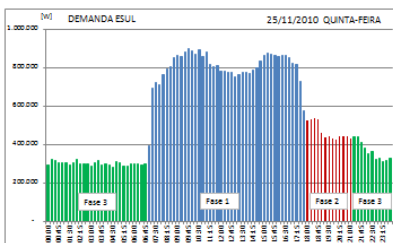
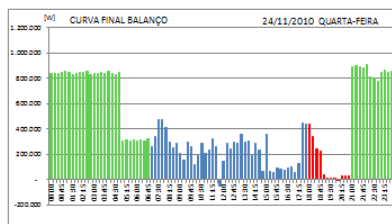
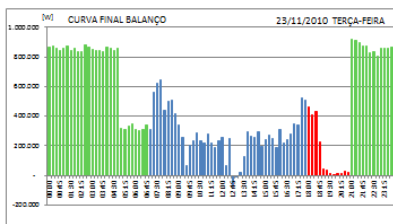
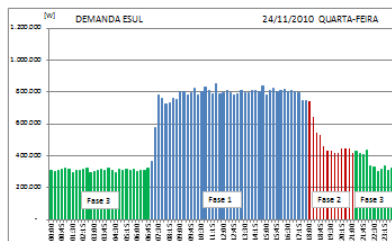
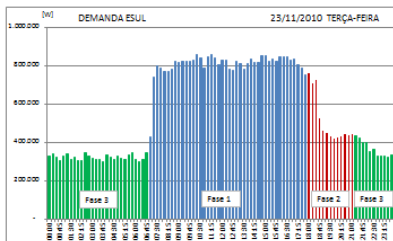


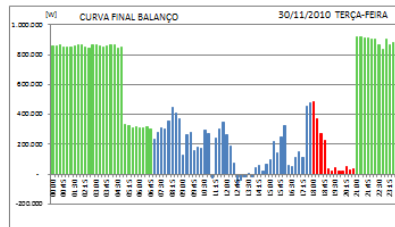
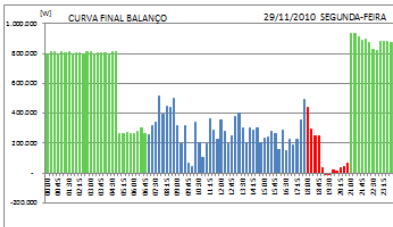
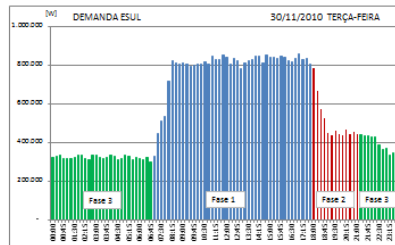
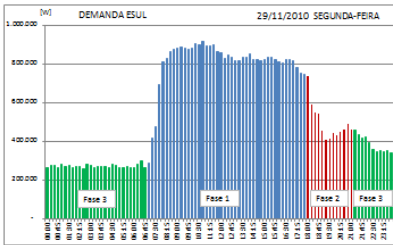
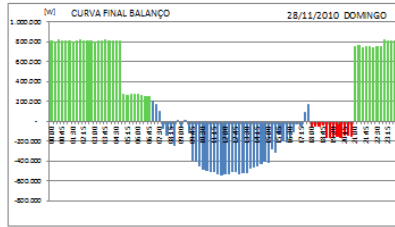
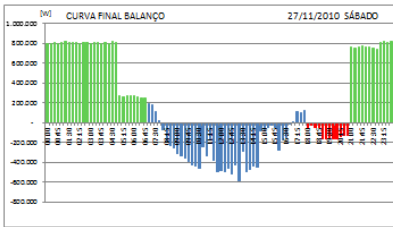
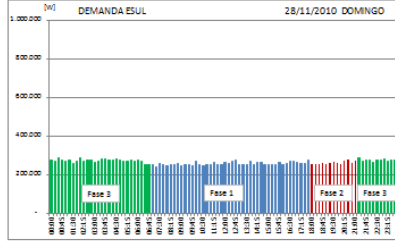
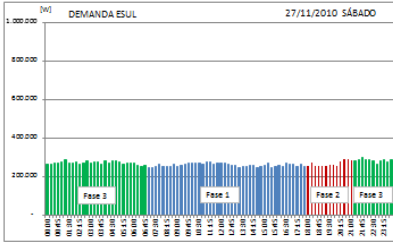




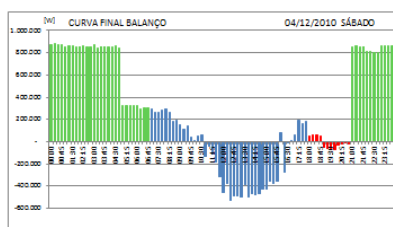
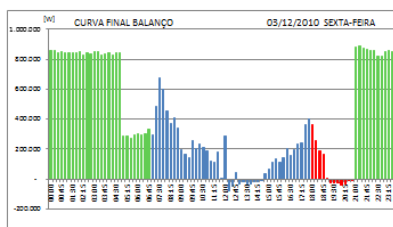
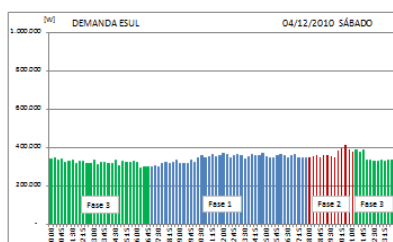
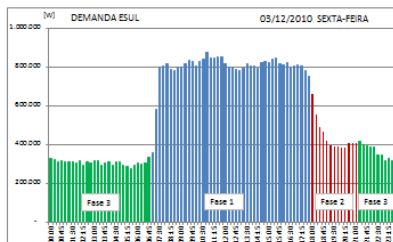
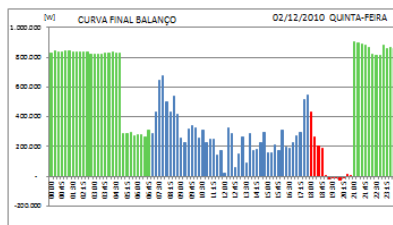
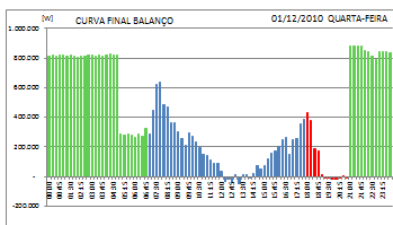
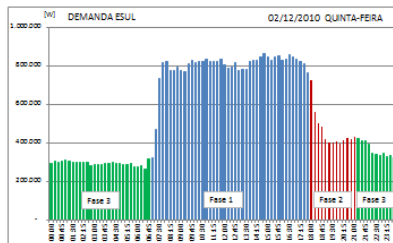
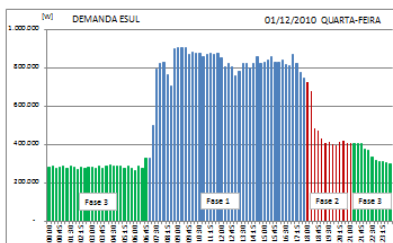


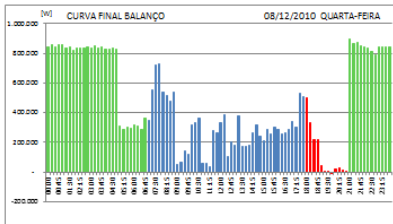
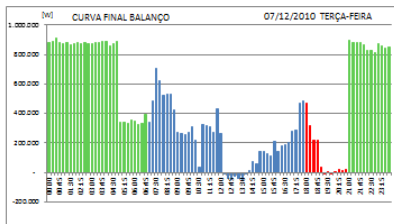
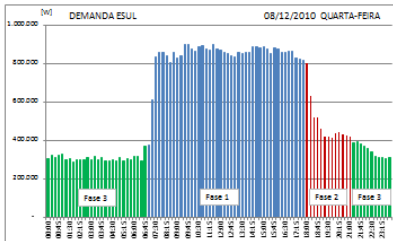
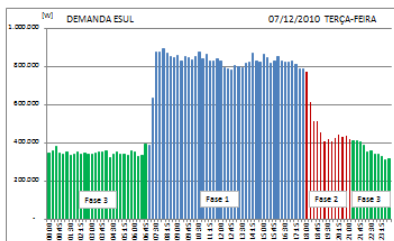
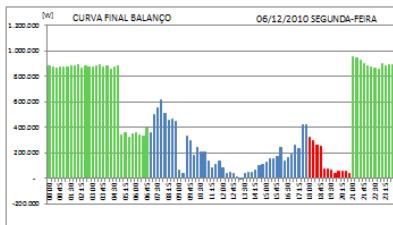
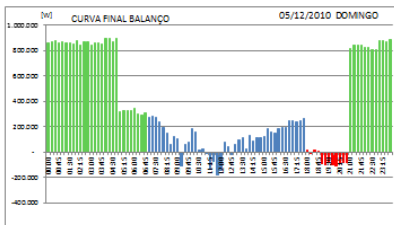
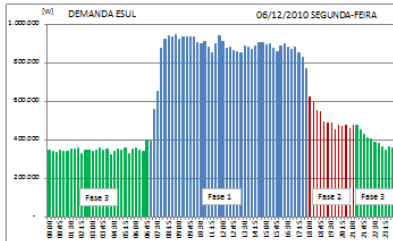
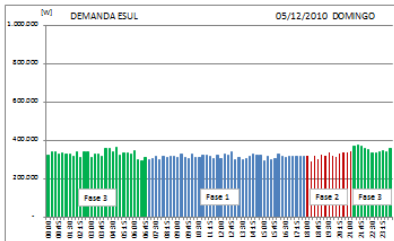


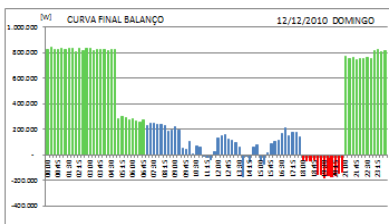
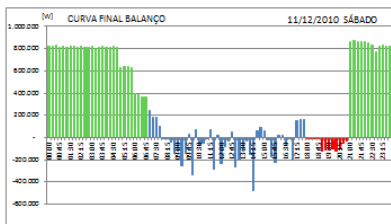
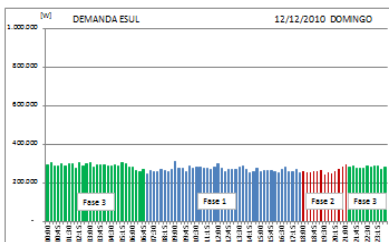
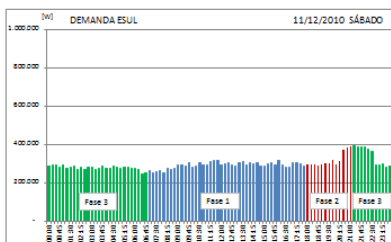
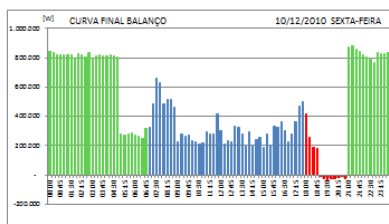
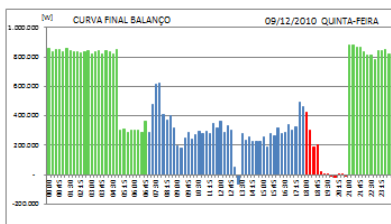
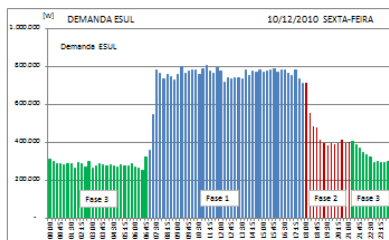
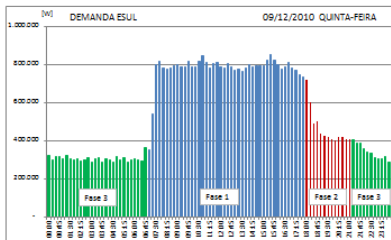


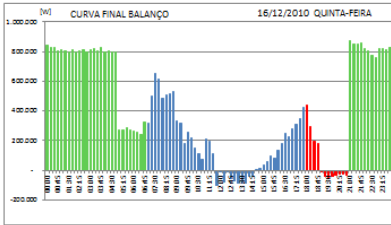
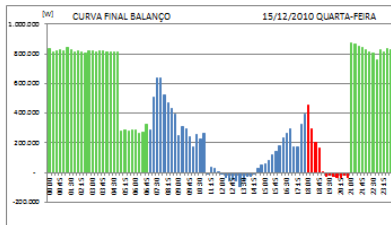
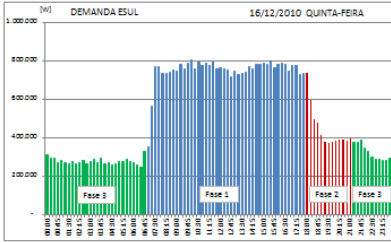
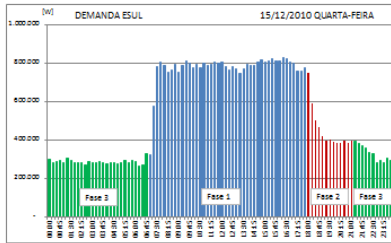
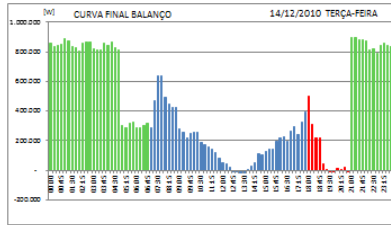
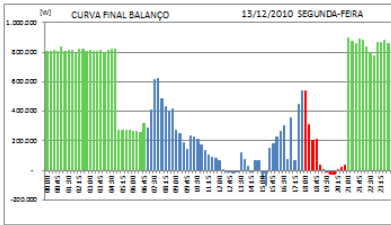
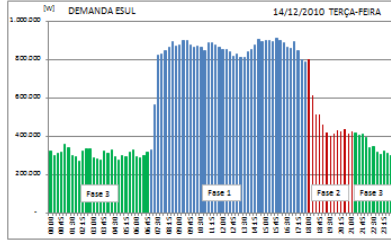
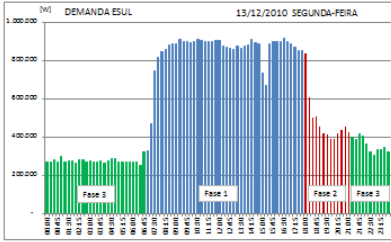


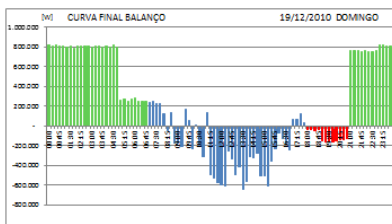
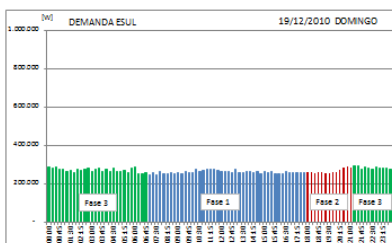
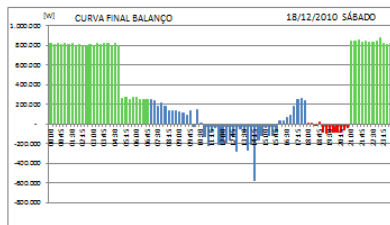
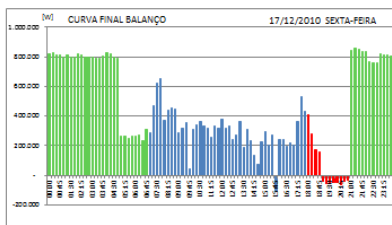
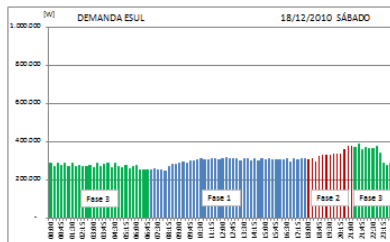
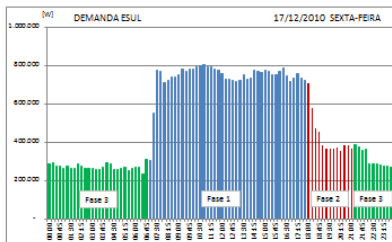
Dezembro/2010











ANEXO A – Fatura de energia elétrica da Unidade Consumidora Eletrosul referente ao mês de janeiro/2010



Celesc Distribuição S.A.
 Av. Raimundo, 150 - B.º Central - 88234-900 - Florianópolis - SC
 CEP: 88.238.700-000 - Fone: (51) 325.256.000
 www.celesc.com.br

NOTA FISCAL Nº 6.267
 COD FISCAL ON: 6.267
 EMISSÃO: 22/12/2009
 ALPESSENTAÇÃO: 22/12/2009
 GRUPO A A
 12/2009 - 001.652.779
 FAT-01-200939131751- 04
 REFERENCIAL: 12/2009

ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A C.P.J. 0007395700168		Nº DA UNIDADE CONSUMIDORA 25151828	VENCIMENTO 01/01/2010
RESERVADO AO FISCO 57B7.9854.47FD.7748.C457.1E8A.29A3.4D86		PERÍODO FISCAL: 22/12/2009	CONSUMO TOTAL FATURADO 363.895 kWh
DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA / FATURAMENTO / FORNECIMENTO COMERCIAL, SERVIÇOS, OUTRAS ATIVIDADES / HORA-SAZONAL VERDE / TRIFÁSICO CONTRATO DE FORNECIMENTO PERÍODO: TODOS DEMANDA PONTA(Kw) : 1350 CONSUMO PONTA(Kw) : 0 DEMANDA FORA PONTA(Kw) : 1350 CONSUMO FORA PONTA(Kw) : 0 DEMANDA SUPLEMENTAR : 0		ATENDEMENTO AO CLIENTE LIGUE 0800 480120	VALOR ATÉ O VENCIMENTO R\$ 114.728,23
DADOS DA MEDIÇÃO - CONSUMO REGISTRADO NO MÊS EQUIPAMENTO ATIVO LECTURA ANTERIOR BRANDEJA CONTADOR DE FATURAMENTO MEDIDO 42111318 12230326 11724917 kWh TP 0,7200 363894,00 42111318 982469 955807 kWh PT 0,7200 26397,00 42111318 11267857 10799110 kWh FP 0,7200 337498,00 42111318 371 388 kWh PT 2,8800 492,00 42111318 389 344 kWh FP 2,8800 1120,00 42111318 5918 5747 kWh PT 2,8800 492,00 42111318 9664 9276 kWh FP 2,8800 1120,00 42111318 100 100 kWh PT 0,7200 0,00 42111318 2069 2969 kWh FP 0,7200 0,00 42111318 609 602 kWh PT 0,7200 438,00 42111318 1461 1303 kWh FP 0,7200 1062,00 42111318 19446 30937 kWh PT 0,7200 436,00		LANÇAMENTOS DESCRÇÃO OUTR.REF. FATORIAZ TARIFA CATEG VALOR (R\$) CONSUMO FORA PONTA 337498 0,205633 69.400,80 CONSUMO PONTA 26397 1,391700 36.736,71 DEMANDA 1350,00 11,951622 15.594,69 CCSP 117,36 TRIBUTOS A RETER 7.121,33	
DATA DA LECTURA ATUAL: 21/12/2009 PERDAS DE TRANSFORMAÇÕES (%) 0 DATA DA LECTURA ANTERIOR: 20/11/2009 DEMANDA MÁXIMA: 1350 OMAS FATURADOS: 29 FATOR DE POTÊNCIA: 0,99		VALOR DO PIS 1,059,07 VALOR DO COFINS 4,881,46	
HISTÓRICO DE CONSUMO TOTAL FATURADO RES. kWh. RES. kWh. RES. kWh. RES. kWh. 11/2009 335046 07/2009 312055 03/2009 350058 10/2009 319500 06/2009 314264 02/2009 390203 09/2009 313137 05/2009 322054 01/2009 279694 08/2009 287229 04/2009 331750 12/2008 348369		COMPOSIÇÃO DO ICMS BASE DE CÁLCULO (R\$): 321.732,20 ALÍQUOTA (%) : 25 VALOR (R\$) : 80.433,05 PARA PAGAMENTO APÓS VENCIMENTO, SEJA COBRADO MULTA DE 2% ACRESCIDO DE JUROS DE 6393 % POR DIA DE ATRASO, CONFORME LEI Nº 10.438/02 E CORREÇÃO MONETÁRIA CONFORME LEI Nº 10.192/01.	
AGÊNCIA DE ATENDIMENTO / MENSAGENS AV. TANGARÁ, 150-8000 AL. 81. E 82			

BANCO DO BRASIL		FICHA DO CAIXA	
001-9	00190.00009 01334.724000 61734.061175 1 44690011472823		
CELESC	CELESC	AGENCIAMENTO DEBENTE	
CELESC	ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A	VENCIMENTO	
22/12/2009	FAT-01-200939131751-4	22/12/2009	25151828
114.728,23		114.728,23	

BANCO DO BRASIL		EMPRESA	
001-9	00190.00009 01334.724000 61734.061175 1 44690011472823		
AGÊNCIA RESPONSÁVEL	CELESC	VENCIMENTO	
CELESC	ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A	VENCIMENTO	
22/12/2009	FAT-01-200939131751-4	22/12/2009	25151828
114.728,23		114.728,23	

ATE O VOTO PODE SER PAGO EM QUALQUER BANCARIA FERRASIM, APÓS VOTO APENAS BANCO DO BRASIL, PAGAVEL NO AUTO-ATEND E INTERNET, USAR DICHA FICHA DE COBRANÇA, NÃO PODE SER INCLUIDA EM DEBIT AUTO

BANCO DO BRASIL		EMPRESA	
001-9	00190.00009 01334.724000 61734.061175 1 44690011472823		
AGÊNCIA RESPONSÁVEL	CELESC	VENCIMENTO	
CELESC	ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A	VENCIMENTO	
22/12/2009	FAT-01-200939131751-4	22/12/2009	25151828
114.728,23		114.728,23	

ANEXO B – Resumo do catálogo da estação de carregamento de veículos elétricos do fornecedor General Electric

DuraStation™

Montagem em poste

É perfeita para locais onde o restrito espaço da calçada pede soluções alternativas. Como solução a GE oferece uma estação de carregamento que pode ser montada em um poste de iluminação ou em qualquer outra estrutura.



Características Básicas

- A tomada atende ao modo 3 das normas de carregamento, e é equipado com um mecanismo de intertravamento
- Lâmpadas LED apresentam o estado do carregador:
 - ✓ Verde: Estação ativa
 - ✓ Verde Piscante: Veículo conectado, mas não está carregando
 - ✓ Amarelo: Carregando
 - ✓ Vermelho: Ocorrência de uma falta
- Proteção por corrente residual e religamento automático
- Circuito de monitoramento do aterramento do veículo

Especificações

Conformidade com IEC	Modo 3, conforme IEC 61851
Interface com o veículo	Conector IEC 62196 VE tipo 2
Valores Nominais de Tensão e Corrente	230V/ca / 16A ou 400V/ca / 32A
Max. Potência CA de Saída de Carregamento ⁽¹⁾	22kW (400V/ca / 32A) ou 3,6kW (230V/ca / 16A)
Potência CA de Entrada	230V/ca requer sobrete L1, N e proteção 400V/ca requer sobrete L1, L2, L3, N e proteção
Disjuntores Recomendados	Poste, Parede, Pedestal Compacto: 1 x 4P-40A ou 2P-20A MCB com circuito dedicado Pedestal back-to-back 2 x 4P-40A ou 2P-20A MCB com circuito dedicado
Proteção contra Falta à Terra	30mA Disjuntor DR com religamento automático
Partida a Frio	Partida aleatória entre 0 e 15 minutos para proteção de pico
LAN (Rede Local)	Ethernet CAT5
Protocolo de Comunicação da Rede	TCP/IP
Leitora RFID	Conforme ISO 15693 e ISO 14443
Potência em Standby	5W típico
Material do invólucro	Aço inoxidável AISI 304 com revestimento em pó de poliéster - RAL 9006
Classificação à intempérie	In-Úlcro IP54-IP10, tomada IP44
Segurança	Conforme IEC 61851 e IEC 62196
Proteção contra surtos	6kV / 3 kA
EMI (Interferência Eletromagnética)	Conforme IEC 61851-22
Temperatura de Operação	Ambiente de -30°C a +50°C
Umidade em Operação	Até 95% sem condensação
Pesos Aproximados para Transporte	Pedestal compacto: 21 kg Pedestal back-to-back: 45 kg Parede: 15,5 kg Poste: 15,5 kg
Dimensões (AxLxP)	Pedestal compacto: 1250 x 200 x 270 mm Pedestal back-to-back: 1250 x 300 x 300 mm Parede: 800 x 200 x 237 mm Poste: 800 x 200 x 237 mm

(1) O consumo máximo de potência é determinado pela EVSE.
O consumo de potência efetivo é determinado pelo veículo elétrico.

Visão Geral

Interface	Conector	Modo de Carregamento	Saída Máx.	Cabo	Tempo	Velocidade
Padrão	Padrão	Modo 1	16A / 230V 1P	Comum	8h	Lenta
		Modo 2	Até 32A / 400V 3P	Caixa de controle	1-8h	Rápida
Dedicado	Tipo 1 (EUA)	Modo 3 ¹⁾	Até 32A / 400V 3P	Dedicado	1-8h	Rápida
	Tipo 2 (Alemanha)					
	Tipo 3 (França)					
Universal	Em desenvolvimento	Modo 4	Alta potência	Em desenvolvimento	15min	Ultrarrápido
Indutivo	RF sem fio		~16A / 230V	Não há	8h	Lenta
Troca de baterias	Não há			Não há	3min	Instantânea

[1] A GE recomenda o Modo de Carregamento 3 com conector do tipo 2

Tipos de tomadas conforme a IEC 62196

	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Fase	Monofásico	Monofásico/Trifásico	Monofásico/Trifásico
Corrente	32A	63A	32A
Tensão	250V	500V	500V
No. de Pinos	5	7	5 ou 7
	L1, N, PE, CP e PP	L1, L2, L3, N, PE, CP e PP	L1, L2, L3, N, E, CP e PP
Tomadas	