



Dissertação

Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

**Utilização de tecnologias de energias
renováveis e armazenamento em *Smart
Grids***

Válter André Calvário

Leiria, Novembro de 2013



Dissertação

Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Utilização de tecnologias de energias renováveis e armazenamento em *Smart Grids*

Válter André Calvário

Dissertação de Mestrado realizada sob a orientação do Doutor Nuno Gil , Professor da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria e co-orientação da Doutora Paula Vide, Professora da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria.

Leiria, Novembro de 2013

À Minha Família

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

Agradecimentos

No término de mais esta etapa do meio académico, que tanto esforço e dedicação exigiu, não posso deixar de agradecer a quem tornou este projeto possível, não só a nível pessoal como profissional.

Pela ajuda, compreensão nos momentos mais difíceis e por estarem sempre presentes com uma palavra de ânimo e conforto, agradeço primeiramente à minha mãe Natália, ao meu pai Salvador, ao meu irmão Bruno e à minha namorada Micaela.

O meu muito obrigado a todo o trabalho, dedicação e auxílio dos meus orientadores, Professor Nuno Gil e Professora Paula Vide, assim como a todo o pessoal docente, auxiliar e estudante da Escola Superior de Tecnologia e Gestão e principalmente aos integrantes do Mestrado de Engenharia de Energia e do Ambiente, com quem tive o prazer de me formar enquanto profissional e enquanto pessoa.

A todos os meus amigos, quer pelos momentos de descontração, quer pela ajuda neste projeto e em todo o meu percurso académico e não só, mas em especial, ao meu padrinho Fernando, ao Fernando Batista, ao Hugo, ao João Pedro, ao Diogo e ao Tiago.

À empresa e colaboradores da Futursolutions, Lda., e em especial ao Engenheiro Carlos Ventura e à Doutora Glória Carvalho, pela disponibilidade e compreensão que sempre demonstraram e que me permitiu concluir este projeto pessoal.

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

Resumo

A gestão, análise e compreensão dos fluxos de energia numa rede, tal como a fonte a ser utilizada para suprir cada consumo, faz parte do sistema a que se chama *smart grid*. São redes inteligentes, programadas e dimensionadas para responder, por exemplo, a variações de consumo e problemas na distribuição, possibilitando a redução de perdas e/ou custos.

Para procurar compreender melhor as funcionalidades que se podem obter das *smart grids*, foi efetuado um dimensionamento, a partir de um caso real, em *software Matlab e Matpower*. Estudou-se uma *smart grid*, com base numa análise hora a hora em regime permanente, para a ilha de Santa Maria, nos Açores, e foi desenvolvido um modelo de otimização, recorrendo a várias fontes de energia.

Analisou-se a rede elétrica existente, tendo por base dados fornecidos pela empresa que gere a rede de distribuição da ilha, a EDA (Eletricidade dos Açores). Foram assim verificadas as características das linhas e a sua localização, sendo identificados os centros electroprodutores e a sua capacidade. A partir deste estudo obteve-se a rede reduzida da ilha com os barramentos característicos e a integração de várias fontes de produção.

Para garantir uma rápida e segura transição entre as fontes, foram dimensionados, em conjunto, os sistemas hídrico, eólico, solar fotovoltaico, geradores "Diesel", armazenamento por bombagem eólica e *flywheels* localizadas junto aos geradores para apoio nas transições para fontes mais lentas.

Após obter os dados de produção horária e/ou diária de cada fonte e de se efetuar o trânsito de potência para o modelo considerado, foram estudados três casos práticos para verificar qual a resposta da rede definida a condições distintas. Analisou-se a situação de existir excesso de carga, uma componente ativa das *flywheels* e não apenas a de armazenamento e a substituição de alguns condutores existentes por linhas de maior secção.

Santa Maria revelou-se como um bom caso de estudo para *smart grids*. Não só por ser um sistema isolado, com elevada dependência dos geradores "Diesel", mas também por possuir condições para executar todas estas soluções, tal como explicado neste trabalho.

Palavras-chave: Energia, Inteligente, Matlab, Rede, Renovável.

Abstract

The management, analysis and comprehension of the energy flows, and which source we can use to fill each consumer needs, is the mechanism called as Smart Grid. Programmed intelligent networks that are sized to fill up peak consumption and distribution problems in any network, enabling to reduce losses and/or costs.

In order to understand the functionalities that we can achieve from smart grids, a sizing study has been made in software Matlab and Matpower for a real case. A smart grid, based on a permanent hour-to-hour regime analysis for Santa Maria Island in Azores has been studied and a model developed using various energy sources.

Based on data provided by the company that manages the distribution network of the island, EDA (Electricity Azores), the existing electric network has been analysed. We have verified the characteristics of the lines and their dispersion, being identified the power plants in use and its power capacity. From this study we've obtained the reduced network of the island with the characteristical buses and the integration of various sources of production.

The hydro, wind farms, solar photovoltaic and Diesel generator systems, combined with eolic pumped storage, and flywheels coupled to the generators, for backup in transitions for slower sources, ensure a rapid and safe switch between them.

After obtaining production data, hourly and/or daily, from each source and to make the transit of power for the model considered, three pratical cases have been studied in order to understand how the modeled network would react under different conditions. We analyzed the situation of excessive load, a case where the flywheels system could function as an active source of energy, and not only for storage, and the replacement of some existing wire conductors for those with a larger section.

Santa Maria has been proved to be a good case of study for smart grids. Not only because its an isolated system with high dependence on Diesel generators, but also because it has the ideal conditions to perform all these solutions, as explicit in this work.

Key-Words: :Energy, Grid, Matlab, Renewable, Smart.

Índice de Figuras

Figura 1 - Localização das fontes de produção existentes [adaptado de CRTDEERAA, 2012]	4
Figura 2 - Localização das novas fontes de produção [adaptado de CRTDEERAA, 2012]..	5
Figura 3 - Intervenientes no programa <i>InovCity</i> em Évora [Messias, 2009]	16
Figura 4 - Gestão da <i>smart grid</i> de Évora com o sistema <i>InovCity</i> [Matos, 2012]	16
Figura 5 - Esquema unifilar simplificado do CTAR [CRTDEERAA, 2012]	23
Figura 6 - Esquema unifilar simplificado do PEF [CRTDEERAA, 2012]	23
Figura 7 - Definição rede reduzida da ilha de Santa Maria	36
Figura 8 - Exemplo de <i>software</i> ebXML [Stylus Studio, 2012].....	52
Figura 9 - Exemplo de <i>software</i> SCADA [National Instruments, 2011]	52

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

Índice de Esquemas

Esquema 1 - Tipo de controlo e gestão numa <i>smart grid</i> [com base em Wang et al., 2011 e IEC SMB Smart Grid Strategic Group (SG3), 2010]	11
Esquema 2- Desvantagens no design dos equipamentos <i>smart grid</i> [adaptado de Depuru et al., 2011].....	18
Esquema 3 - Desvantagens na manutenção dos equipamentos <i>smart grids</i> [adaptado de Depuru et al., 2011]	18
Esquema 4 - Esquema unificar da rede de distribuição MT (Ano 2011) da ilha de Santa Maria [CRTDEERAA, 2012].....	40
Esquema 5 - Operação e controlo de sistemas <i>smart grid</i> , [Cooper Power Systems, 2013]	46
Esquema 6 - Comunicação entre os vários equipamentos de gestão da distribuição [Mokhtarpour et al., 2011]	49
Esquema 7 - Sistemas de gestão de uma <i>smart grid</i> , [IEC SMB Smart Grid Strategic Group (SG3), 2010]	51

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Fontes de produção de energia na Ilha de Santa Maria [adaptado de EDA Produção, 2012 e CRTDEERAA, 2012].....	4
Tabela 2 - Projetos de <i>smart grids</i> existentes ou em desenvolvimento [adaptado de Giordano et al., 2011]	15
Tabela 3 - Projetos de <i>smart meters</i> existentes ou em desenvolvimento, [adaptado de Giordano et al., 2011]	15
Tabela 4 - Perdas de energia elétrica na ilha de Santa Maria - Ano de 2011, [CRTDEERAA, 2012].....	23
Tabela 5- Cargas do inverno na rede de Santa Maria, obtido a partir do <i>software Digitizer</i>	25
Tabela 6- Velocidade média do vento no dia 20 de fevereiro de 2013 obtido a partir do <i>software Digitizer</i>	27
Tabela 7- Dados da curva característica do aerogerador E33 [Enercon, 2009]	27
Tabela 8- Potência disponível nos três aerogeradores no dia 20 de fevereiro de 2013	29
Tabela 9 - Dados <i>Solterm</i> para Vila do Porto (dia 20 de fevereiro) [LNEG, 2012].....	30
Tabela 10 - Radiação incidente por área de superfície (W/m^2) no dia 20 de fevereiro	30
Tabela 11- Potência disponível nos quatro sistemas fotovoltaicos no dia 20 de fevereiro de 2013.....	31
Tabela 12- Dados da curva característica do aerogerador N80 [NorDEX, 2012]	32
Tabela 13- Dados da potência real disponível pelo aerogerador N80 para o modelo	33
Tabela 14- Caudal máximo disponível para bombear	33
Tabela 15 - Potência na rede de distribuição MT (Dias Típicos/ Estação do Ano) [CRTDEERAA, 2012].....	34
Tabela 16 - Comprimento (em km) dos condutores anexos a cada barramento	37
Tabela 17- Condutores das redes de distribuição [adaptado de CRTDEERAA, 2012].....	37
Tabela 18- Dados das linhas anexas a cada barramento (em SI).....	38
Tabela 19 - Dados das linhas anexas a cada barramento (em p.u.)	39
Tabela 20 - Dados das linhas existentes [CRTDEERAA, 2012]	41
Tabela 21 - Dados dos barramentos definidos	42
Tabela 22 - Alteração do barramento 1 da tabela 25	43

Tabela 23 - Valores de carga máxima e mínima nos dias de ponta máxima e vazão mínimo [CRTDEERAA, 2012]	44
Tabela 24 - Equipamentos de análise e controlo da produção	47
Tabela 25 - Equipamentos de análise e controlo da subestação	48
Tabela 26 - Equipamentos de análise e controlo da distribuição	49
Tabela 27 - Equipamentos de análise e controlo do consumo.....	50
Tabela 28 - Alteração da tabela 9, modificando os picos de consumo a várias horas do dia	66
Tabela 29– Alteração da tabela 20 - Comprimento (em km) dos condutores teóricos anexos a cada barramento	70
Tabela 30- Dados das linhas anexas a cada barramento (em SI) do caso prático 3	70
Tabela 31- Dados das linhas anexas a cada barramento (em p.u.) do caso prático 3	71
Tabela 32 - Investimento necessário para as soluções/equipamentos estudados	72
Tabela 33 - Perdas na rede estudada para Santa Maria em MW para as 18 horas dos vários modelos	72

Índice de Gráficos

Gráfico 1 - Perfil de procura e geração de energia renovável para a província de Nova Escócia (10 de setembro de 2011) [Leadbetter e Swan, 2012]	13
Gráfico 2 - Distribuição geográfica dos investimentos em <i>smart grids</i> em 2010 [Giordano et al., 2011]	14
Gráfico 3 - Diagrama de cargas característico do inverno na rede de Santa Maria [CRTDEERAA, 2012]	25
Gráfico 4- Diagrama médio de cargas do inverno na rede de Santa Maria	25
Gráfico 5 - Energia armazenada nos vários sistemas de armazenamento [Leadbetter e Swan, 2012]	26
Gráfico 6- Velocidade do vento diária em 20 de fevereiro de 2013 [Windfinder, 2012]	27
Gráfico 7- Curva característica do aerogerador E33 [Enercon, 2009]	28
Gráfico 8- Curva característica do aerogerador N80, obtido a partir da tabela 16	33
Gráfico 9 - Consumos em horas de ponta e vazio durante o ano de 2011 em Santa Maria [CRTDEERAA, 2012]	34
Gráfico 10 - Tipo de turbina a utilizar com base no caudal e na queda existente [Andritz Hydro, 2009]	57
Gráfico 11- Caudal turbinado Vs caudal bombeado disponível às 18 h	60
Gráfico 12 - Potência disponível nas várias fontes de energia às 18 h	60
Gráfico 13 - Custo por MW de potência às 18 h	60
Gráfico 14 - Caudal turbinado Vs caudal bombeado disponível durante o dia	62
Gráfico 15 - Custo por MW de potência durante o dia	62
Gráfico 16 - Potência disponível das várias fontes durante o dia	62
Gráfico 17 - Produções das várias fontes durante o dia	63
Gráfico 18 - Caudal Turbinado Vs Caudal Bombeado disponível por 1 semana	64
Gráfico 19 - Custo por MW de potência das várias fontes de energia	64
Gráfico 20 - Produções das várias fontes de energia ao longo de 1 semana	65
Gráfico 21 - Gráfico de consumos teóricos estimados para analisar comportamento da rede no caso prático 1	67
Gráfico 22 - Caudal Turbinado Vs Caudal Bombeado disponível durante o dia no CP1	67
Gráfico 23 - Produções obtidas para as várias fontes durante o dia CP1	67

Gráfico 24 - Produções obtidas para as várias fontes durante o dia CP2.....	69
Gráfico 25 - Produções obtidas para as várias fontes durante o dia CP3.....	71

Lista de Siglas

AT - Alta Tensão
CE - Comissão Europeia
CEI - Comissão Eletrotécnica Internacional
CP - Caso Prático
CRTDEERAA - Caracterização das Redes de Transporte e Distribuição De Energia
CTAR - Central Termoelétrica do Aeroporto
DL - Decreto-Lei
ebXML - *eXtensible Markup Language*
EDA - Eletricidade dos Açores
FACTS - *Flexible Alternating Current Transmission Systems*
GEE - Gases produtores de efeito de estufa
GSM - *Global System For Mobile*
GPRS - *General packet radio service*
HVDC - *High Voltage Direct Current*
IEC - *International Electrotechnical Commission*
MAT - Muito Alta Tensão
MT - Média Tensão
PEF - Parque Eólico do Figueiral
POE - Procura e Oferta de Energia Elétrica
PT - Posto de Transformação
p.u. - Por unidade
PV - Fotovoltaico
SCADA - *Supervisory control and data acquisition*
SI - Sistema Internacional (de medidas)
TI - Transformadores de Intensidade

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

Índice

AGRADECIMENTOS	III
RESUMO	V
ABSTRACT	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE ESQUEMAS	XI
ÍNDICE DE TABELAS	XIII
ÍNDICE DE GRÁFICOS	XV
LISTA DE SIGLAS	XVII
ÍNDICE	XIX
1 - INTRODUÇÃO	1
1-1 - OBJETIVOS	3
1.2 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS	4
1.2.1 <i>Caso Existente</i>	4
1.2.2 <i>Proposta de Melhoria</i>	5
1.3 - HISTÓRIA	6
2 - REVISÃO DA LITERATURA	7
2.1 - INTRODUÇÃO.....	7
2.2- LEGISLAÇÃO	8
2.2.1 <i>Europeia</i>	8
2.2.2 <i>Portuguesa</i>	9
2.3. ARQUITETURA DE UMA <i>SMART GRID</i>	10
2.4. ESTUDOS/ PROJETOS DE INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS EM REDES INTELIGENTES	12
2.5- <i>SMART GRIDS</i> PILOTO NA EUROPA	14
2.6- CASOS EXISTENTES EM PORTUGAL	16
2.7 BENEFÍCIOS E DESVANTAGENS DAS <i>SMART GRIDS</i>	17
2.8. CONCLUSÃO	19
3 - CASO DE ESTUDO	20
3.1. INTRODUÇÃO.....	20
3.2 METODOLOGIA.....	21

3.3 REDE ELÉTRICA EXISTENTE	22
3.3.1 <i>Ilhas dos Açores</i>	22
3.3.2 <i>Ilha de Santa Maria</i>	22
3.4 CONSUMOS NA REDE DE SANTA MARIA.....	24
3.5. SISTEMAS DE PRODUÇÃO CONSIDERADOS PARA APLICAÇÃO NA REDE EXISTENTE NA ILHA DE SANTA MARIA.....	26
3.5.1 <i>Geradores Termoelétricos "Diesel"</i>	26
3.5.2 <i>Flywheels</i>	26
3.5.3 <i>Parque Eólico do Figueiral</i>	26
3.5.4 <i>Sistemas Fotovoltaicos</i>	29
3.5.5 <i>Sistema Mini-hídrica</i>	31
3.6 DEFINIÇÃO DE BARRAMENTOS DA ILHA DE SANTA MARIA	34
3.7. CARGAS NOS BARRAMENTOS	40
3.8 POTÊNCIA ATIVA E REATIVA.....	44
3.9- EQUIPAMENTOS DE GESTÃO.....	46
3.9.1 <i>Produção</i>	46
3.9.2 <i>Subestação</i>	47
3.9.3 <i>Distribuição</i>	48
3.9.4 <i>Consumo</i>	50
3.10- <i>SOFTWARE</i> DE GESTÃO	51
3.11. ANÁLISE ECONÓMICA DAS FONTES DE PRODUÇÃO	53
3.11.1 <i>Custo da Energia Considerando o Investimento Inicial</i>	53
3.11.2 <i>Custo da Energia Considerando o Funcionamento dos Sistemas</i>	53
3.11.3 <i>Caso do Recurso "Diesel" (exceção aos restantes):</i>	54
3.12. CUSTOS.....	55
3.12.1 <i>Sistemas de Produção</i>	55
3.12.1.1 <i>Geradores "Diesel"</i>	55
3.12.1.2 <i>Flywheels</i>	55
3.12.1.3 <i>Fotovoltaico</i>	56
3.12.1.4 <i>Eólico</i>	56
3.12.1.5 <i>Hídrico/Bombagem</i>	56
3.12.2 <i>Operação/Manutenção</i>	57
3.12.3 <i>Substituição das Linhas</i>	57
3.12.4 <i>Instalação dos Contadores Bidirecionais (inteligentes)</i>	57
3.12.5 <i>Instalação de Controladores Automáticos</i>	57
3.12.6 <i>Instalação de Software</i>	57
3.13. CONCLUSÃO	58
4 – RESULTADOS/DISCUSSÃO	59
4.1 ANÁLISE DE UMA HORA DO MODELO (18 HORAS):.....	59

4.1.1 Resultados	59
4.1.2 Análise/Discussão dos Resultados	61
4.2 ANÁLISE DE UM DIA DO MODELO	62
4.2.1 Resultados	62
4.2.2 Análise/Discussão dos Resultados	63
4.3 ANÁLISE DE UMA SEMANA DO MODELO	64
4.3.1 Resultados	64
4.3.2 Análise/Discussão dos Resultados	65
4.4 CASOS PRÁTICOS	66
4.4.1 Caso Prático 1	66
4.4.1.1 Resultados	67
4.4.1.2 Análise/Discussão dos Resultados	68
4.4.2 Caso Prático 2	68
4.4.2.1 Resultados	68
4.4.2.2 Análise/Discussão dos Resultados	69
4.4.3 Caso Prático 3	69
4.4.3.1 Resultados	71
4.4.3.2 Análise/Discussão dos Resultados	71
4.5 ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA	72
4.6 CONCLUSÃO	73
5. CONCLUSÃO	74
BIBLIOGRAFIA	76
WEBGRAFIA	79
ANEXOS	81
ANEXO 1 - IDENTIFICAÇÃO DAS LINHAS ELÉTRICAS DE SANTA MARIA [CRTDEERAA, 2012]	81
ANEXO 2 - IDENTIFICAÇÃO DOS CONDUTORES AFETOS ÀS LINHAS ELÉTRICAS DE SANTA MARIA [CRTDEERAA, 2012]	82
ANEXO 3 - <i>SCRIPT MATLAB</i> DAS FONTES DE PRODUÇÃO DEFINIDAS	83
ANEXO 4 - <i>SCRIPT MATLAB</i> DA FUNÇÃO OBJETIVO	101
ANEXO 5 - <i>SCRIPT MATLAB</i> DOS BARRAMENTOS DEFINIDOS	102
ANEXO 6 - TRÂNSITO DE POTÊNCIAS EM <i>MATPOWER</i> PARA AS 18 H DO MODELO	105
ANEXO 7 - TRÂNSITO DE POTÊNCIA EM <i>MATPOWER</i> PARA TODO O DIA DO MODELO	106

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

1 - Introdução

O panorama energético Mundial está em constante mudança. Novas fontes de energia começam a ser introduzidas no mercado para colmatar as necessidades crescentes de uma população em desenvolvimento exponencial e uma recorrente maior procura deste recurso.

É de conhecimento geral que cada geração seguinte tem por base uma maior dependência energética que a anterior. Este fator, aliado à escassez dos recursos em que assenta atualmente a produção elétrica, principalmente os combustíveis fósseis, obrigam a que se procure e encontre uma solução com futuro para precaver estes aumentos.

No caso de Portugal, as principais fontes de energia elétrica são as centrais a combustíveis fósseis, as grandes centrais hídricas e os parques eólicos. Existe assim alguma autonomia pelo facto das energias renováveis serem já uma parte importante da produção final. O problema é que as centrais hídricas e eólicas, dependendo das condições de produção, possuem um cariz intermitente, com oscilações de potência. Serve de exemplo o caso da hídrica, com a sua baixa produção em anos de seca e as características não muito fiáveis do recurso eólico.

No caso das centrais a combustíveis fósseis, o problema premente é a sua escassez, a inexistência do recurso em Portugal e o elevado preço para obtenção do mesmo.

As centrais termoeletricas a carvão de maior produção são as de Sines e de Mortágua, cada uma com potência instalada de cerca de 1000 MW, sendo as centrais "Diesel" utilizadas pelas redes isoladas nas ilhas. As hídricas de maior produção são o centro hidroelétrico do Alto do Lindoso (640 MW) e a barragem do Alqueva (260 MW), num total de 168 sistemas. No caso do recurso eólico, o aproveitamento é conseguido em parques eólicos de cerca de 100 MW, como no caso do parque eólico da Pampilhosa (114 MW) e dos Candeeiros (111 MW). Existe ainda uma pequena percentagem que advém do gás natural dos Países Norte Africanos, além da energia nuclear adquirida à rede elétrica de França. A expressão da energia fotovoltaica ainda é reduzida, apesar de existirem várias centrais instaladas em Portugal, como a central da Amareleja com cerca

de 160 MW, e outras instalações piloto aprovadas desde 2010 [EDP - Eletricidade de Portugal, 2012].

Devido ao carácter intermitente das energias renováveis, o carvão continua a ser a principal fonte a fornecer energia de forma contínua e com menores interrupções, apesar de ser uma das mais poluentes. Por razões de cariz geográfico e económico, a eólica, hídrica e fotovoltaica estão limitadas a menores produções, no entanto, existe ainda um esforço para as aumentar e combinar no sentido de obter uma maior autonomia.

Os locais de produção existentes e referidos são normalmente distantes dos de consumo e a energia é um recurso que não é simples de armazenar sem grandes perdas. Esta é uma das razões que leva a uma grande dissipação nas linhas elétricas e nas constantes transformações elevações e diminuições de tensão.

Atendendo à situação presente e à necessidade de alterações, foram estudadas e dimensionadas redes elétricas inteligentes, recorrendo a vários controladores, tanto na produção, como no consumo. Torna-se assim possível analisar a cada momento qual a combinação de fontes que pode colmatar as necessidades, de forma a obter um menor custo por quantidade de energia elétrica. Possibilita-se a diminuição das perdas na rede e dos custos de produção, existindo a possibilidade de ajustar os controladores para que se consiga definir uma cota mínima para a incorporação de energia proveniente dos combustíveis fósseis. É necessário ter em atenção que existe uma cota de cerca de 1/3 da produção que se reserva aos serviços de emergência, nomeadamente hospitais e clínicas, nos quais não se pode utilizar fontes de energia intermitente, pelos problemas que um corte geral poderia provocar.

De forma a verificar a viabilidade destes sistemas, foi estudado o caso da ilha de Santa Maria nos Açores, cuja rede elétrica se baseia em grupos de geradores "Diesel" e num parque Eólico com três turbinas de potência reduzida.

1-1 - Objetivos

Os objetivos deste trabalho são:

- Verificar a viabilidade de reduzir a utilização do grupo de geradores "Diesel" para apenas 1/3 das necessidades de consumo, recorrendo ao potencial dos recursos renováveis para colmatar as necessidades de carga;
- Utilizar o armazenamento de energia para assegurar que não existem falhas de fornecimento durante a transição entre fontes;
- Análise dos trânsitos de potência da ilha de Santa Maria, de forma a conseguir compreender as horas de maior necessidade de energia e qual a fonte a utilizar;
- Análise económica das soluções apresentadas para verificar a sua aplicabilidade;
- Verificação da viabilidade técnico/económica das redes inteligentes de energia (*smart grids*).

1.2 - Considerações Iniciais

1.2.1 Caso Existente

A rede elétrica da ilha de Santa Maria é baseada em duas centrais de energia (Figura 1), cada uma com uma subestação. A principal é a central termoeletrica do aeroporto (CTAR), com seis grupos de geradores "Diesel", e a secundária é o parque eólico do Figueiral (PEF), com três aerogeradores eólicos (Tabela 1).

A rede de distribuição MT, presente nos Anexos 1 e 2, tem uma tensão de 10 kV para linhas aéreas (condutores em Cobre) e 6 kV para as restantes redes subterrâneas que partem do aeroporto (LXHIOV - alumínio, isolado em PEX e blindado com fios de cobre, LXHIAV - igual ao anterior com armadura de fitas de aço e NKBY - condutores de cobre, isolados com fios de aço, papel e PVC [Telefonika, 2008] e [CRTDEERAA, 2012]).

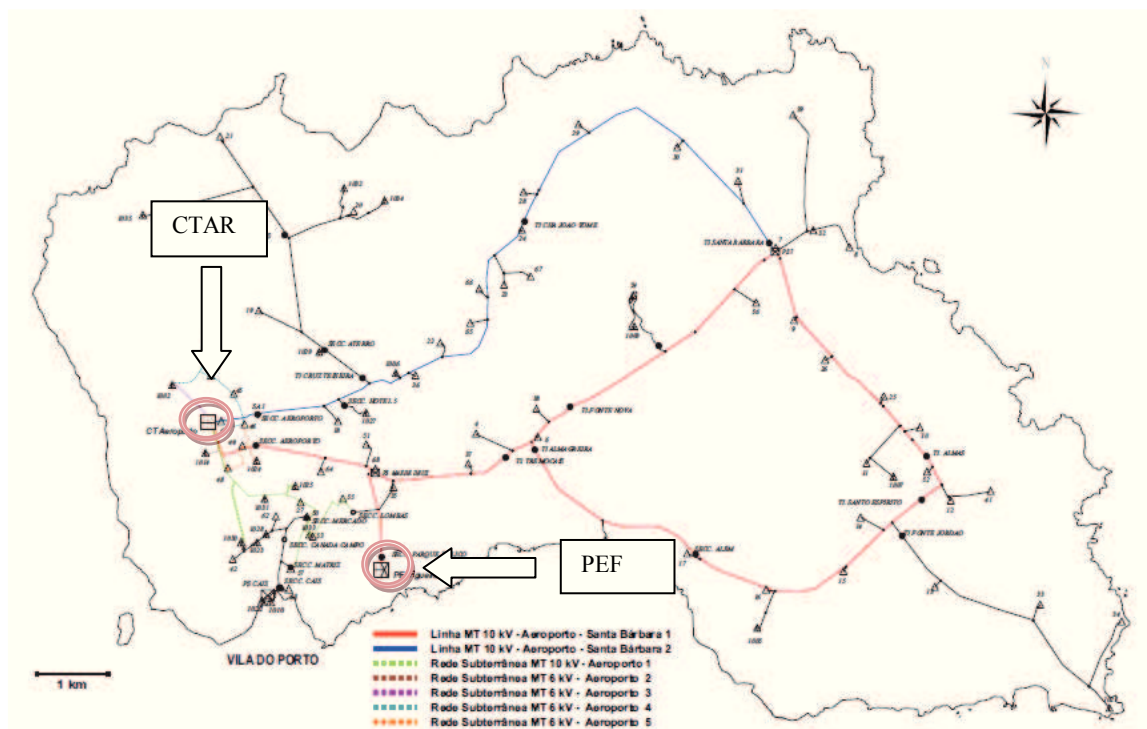


Figura 1 - Localização das fontes de produção existentes [adaptado de CRTDEERAA, 2012]

Sigla	Fonte Primária	Unidades	Potência instalada por cada unidade (kW)	Tensão de geração (kV)
CTAR	Térmica- "Diesel"	3	1040	6
		2	1030	6
		1	500	0,4
PEF	Eólico	3	300	0,4

Tabela 1 - Fontes de produção de energia na Ilha de Santa Maria [adaptado de EDA Produção, 2012 e CRTDEERAA, 2012]

1.2.2 Proposta de Melhoria

As melhorias sugeridas na rede existente (Figura 2) e aprofundadas nas secções 2.4, 3.1 e 3.5, prendem-se pelo desenvolvimento e instalação de vários sistemas. Quatro parques fotovoltaicos com 250 kW de potência de ligação, dois deles entre o Aeroporto e Vila do Porto, sendo que outro se localizaria junto a Murtas e o quarto em Fonte Jordão, diminuindo a distância das linhas que partem do aeroporto aos pontos de consumo.

Além deste sistema, é apresentado o projeto para uma central mini-hídrica de 2 MW de potência, instalada na zona mais montanhosa da ilha, com condições de queda para obter esta potência. Seria instalada junto a Santa Bárbara, efetuando a bombagem, por uma bomba acoplada a uma turbina eólica de 2,5 MW, apenas nas situações em que se apresenta como mais rentável fazê-lo, em relação a injetar a sua energia na rede.

Foi estudada ainda a junção de *flywheels* ao grupo de geradores "Diesel", de modo a considerar armazenamento de energia e assegurar que não existem falhas da rede na transição entre os mesmos e as restantes fontes de produção (em casos de emergência).

A utilização destas novas fontes de energia considera ainda uma melhoria da rede elétrica, nomeadamente no que concerne aos aparelhos de medição de corrente, tensão solicitada e a injetada na rede (secção 3.9). Também neste sentido, é necessário existir uma evolução que possa permitir reduzir as perdas na rede a um valor mínimo.

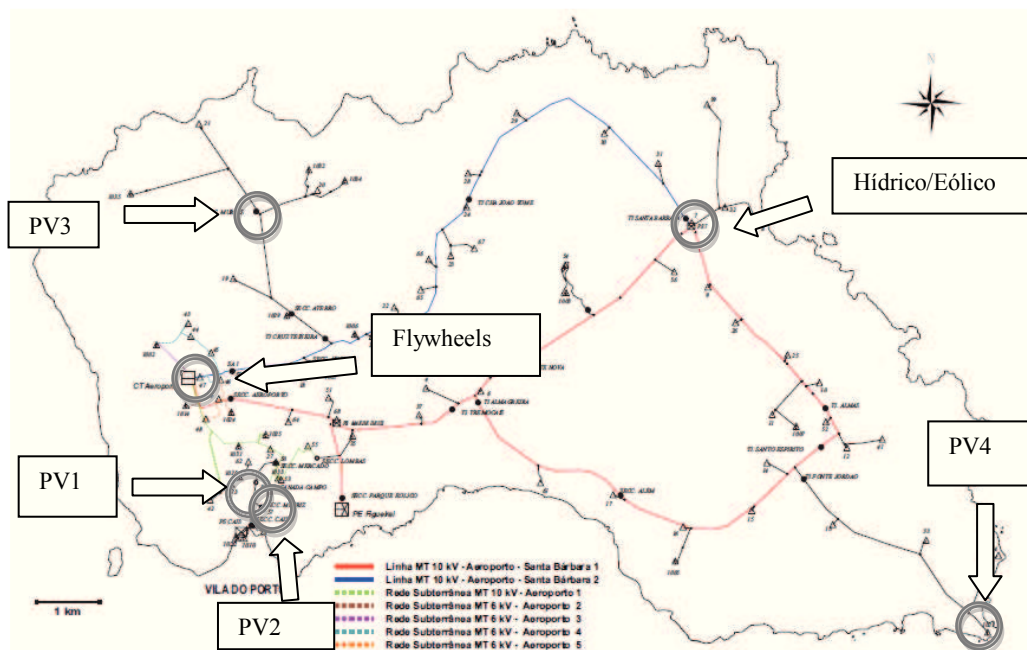


Figura 2 - Localização das novas fontes de produção [adaptado de CRTDEERAA, 2012]

1.3 - História

- A ideia de *smart grid* foi primeiro apresentada por Nikola Tesla em 1888, mas esta ideia nunca viria a ser, por si, aprofundada [Shargal, 2009].
- Em 2005 foi instalada a primeira *smart grid*, o *Teleogestore*, em Itália pelo ENEL S.P.A.. Tornou-se assim possível utilizar controladores eletrónicos para gerir os fluxos de potência e as comunicações via satélite [União Europeia, 2011].
- A norma 2006/32/CE foi a primeira a incentivar a instalação de contadores inteligentes que permitissem gerir as entradas e saídas de energia [Shargal, 2009].
- Em 2008 deu-se a criação do Grupo Estratégico das *smart grids*, um complemento do IEC [SMB Smart Grid Strategic Group (SG3), 2010].
- A primeira Diretiva europeia para o desenvolvimento de *smart grids* foi a 2009/72/EC [União Europeia, 2009]. O seu objetivo era reduzir perdas elétricas e melhorar a leitura em contadores, tornando-a mais cómoda [União Europeia, 2012].
- A União Europeia redigiu as políticas EC2011a, 2011b, EEGI 2010, EURELECTRIC 2011 para melhorias na rede, redução de perdas e consumos [Jiménez e Filiou, 2012].
- Em Portugal desenvolveu-se a primeira *smart grid* Europeia entre 2007 e 2010 (*InovGrid* liderada pela EDP Distribuição em parceria com várias entidades, na cidade de Évora) [EDP Distribuição - Energia S.A., 2012].
- O conselho da Comissão Europeia deliberou que até 2012 deveriam ser instalados contadores que permitissem contagem bidirecional [União Europeia, 2011].
- Em 2013 existem cerca de 300 instalações piloto de *smart grids* desenvolvidas em vários países europeus [Giordano et al., 2011].

2 - Revisão da Literatura

2.1 - Introdução

Smart Grid é o conceito de gestão de energia numa rede elétrica através de aparelhos digitais e outras tecnologias avançadas, de tal modo que permita analisar e compreender qual o fluxo de energia a adotar, desde a produção ao cliente final. São redes elétricas que permitem avaliar como deverá ser gerida a produção. Considera a monitorização, informações dinâmicas e telecomunicações para gestão destes fluxos. Desta forma, pode permitir reduzir as perdas e colmatar os consumos, possibilitando que a rede se ajuste automaticamente, o que levará a uma melhoria do seu desempenho, a minimizar custos e reduzir emissões [adaptado de IEC SMB Smart Grid Strategic Group (SG3), 2010].

Existem dois tipos de gestão de energia. As *smart grids*, que atuam na gestão desde a produção, ao transporte e distribuição, baseado nos consumos e o *smart metering*, que tem por base o consumidor final, incidindo na eficiência energética, com a automação e gestão nas moradias e fábricas [adaptado de IEC SMB Smart Grid Strategic Group (SG3), 2010].

Desta forma, é possível definir as *smart grids* como redes inteligentes de energia, uma vez que possuem um conjunto de sistemas de controlo, automação e monitorização dos fluxos de energia. Permite organizar e otimizar recursos, desde a produção ao consumo, facilitando uma possível redução de perdas nas linhas e armazenamento da energia.

2.2- Legislação

2.2.1 Europeia

A normalização dos equipamentos de *smart grids* pode ser revisto nas Diretivas da União Europeia [Comissão Europeia, 2013] pela Diretiva 2004/22/CE de 31 de março. Esta define as características dos equipamentos, nomeadamente a sua imunidade a interferências elétricas e eletromagnéticas. Os dados contidos nos contadores devem ser considerados como pessoais e protegidos de acordo com a Diretiva 95/46/EC de 24 de outubro, emendada pela Diretiva 2002/58/EC e 2009/136/EC de 25 de novembro.

Uma outra Diretiva, 2006/32/EC de 5 de abril, define a incorporação de energias renováveis nas redes, além das metas de eficiência da energia que chega ao cliente final.

Desde 2008 que a Comissão Eletrotécnica Internacional começou a normalizar os projetos de *smart grids* que eram desenvolvidos pelas várias entidades. Criou, assim, o grupo de normalização IEC SG3 [IEC SMB Smart Grid Strategic Group (SG3), 2010].

Em parceria com a CEN - Comissão Europeia de Normalização, a CENELEC - Comissão Europeia de Normalização Eletrotécnica e o ETSI - Instituto Europeu de Normalização das Telecomunicações, a CE, criou um grupo de trabalho para uniformizar as *smart grids*: O *Smart Grid Mandate* [*Smart Grid Mandate* (EC), 2011].

A Diretiva 2009/72/EC de 13 de julho definiu regras para o mercado energético de cada País, tais como os incentivos à produção local e instalação de contadores bidirecionais.

A CE redigiu a Diretiva 2009/28/EC de 23 de abril, onde incentiva ao uso das energias renováveis para cumprir as metas de redução de emissões estipuladas no protocolo de Quioto.

Foi ainda publicado no Jornal Europeu a recomendação da instalação de contadores inteligentes, bidirecionais, que permitissem a interligação a redes de energia e a possibilidade de analisar os consumos e conseqüentes necessidades de cada cliente. Introduz-se assim a possível produção centralizada em moradias, recomendação 2012/148/UE de 9 de março.

A CEI definiu um conjunto de normas para regular as *smart grids*, desde a arquitetura das redes (IEC 62357), a proteção das subestações (IEC 61850), a gestão de energia (IEC 61970), a distribuição (IEC 61968) e segurança dos transformadores e da rede (IEC 62351). As normas dos equipamentos e sistemas de telecontrolo (IEC 60870), as redes de comunicação industrial (IEC 61158), regras para as turbinas eólicas (IEC 61400), *net metering* (IEC 62056), assim como para incorporações fotovoltaicas (IEC 61727) e a norma (IEC 62600) para regular energia de fonte marinha.

2.2.2 Portuguesa

Em Portugal, existem várias Leis com base nas energias renováveis [IAPMEI, 2013], nomeadamente o Decreto-Lei n.º 189/1988 de 27 de maio, regendo a produção de energia elétrica por produtores independentes, em conjunto com a Portaria n.º 416/1990, de 6 de junho, que estipula o modelo de contrato de energia para os mesmos.

O Despacho Normativo n.º 21/1998 de 19 de março, aprova o desenvolvimento e criação de novos sistemas de produção de energia.

O Despacho conjunto n.º 51/2004 aprova e regula a instalação de centrais a fontes de energias renováveis, no caso da hídrica até 10 MW.

O Decreto-Lei n.º 33-A/2005, revoga o Decreto-Lei n.º 189/1988, na área das tarifas atribuídas a cada fonte de energia independente, entregue à Rede Elétrica de Serviço Público e aprova centrais de produção de energia.

Vigora ainda o Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007 de 31 de dezembro, pelo DL n.º 118-A/2010 de 25 de outubro e DL n.º 34/2011 de 8 de março, todos eles alterados pelo Decreto-Lei n.º 25/2013 de 19 de fevereiro, revendo anualmente a tarifa bonificada paga pela venda de energia, o que incentivou à instalação de sistemas de energias renováveis até 250 kW, sobretudo solar fotovoltaico.

O Decreto-Lei n.º 5/2008 define as tarifas e os regimes aplicáveis à produção de energia a partir das ondas. As restantes leis acabam por ser transposições das normas e Diretivas europeias, nomeadamente o Decreto-Lei n.º 78/2011 de 20 de junho, que transpõe a norma 2009/72/CE anteriormente referida.

2.3. Arquitetura de uma *Smart Grid*

Este trabalho terá por base a gestão dos fluxos de potência a nível da produção e distribuição, não incidindo no controlo dos consumos. Na secção 3.9 são apresentados os vários equipamentos utilizados para a gestão da energia a este nível, sendo os da secção 3.9.4, *smart meters*, usados para gestão de moradias. Estes são apresentados meramente para conhecimento da sua existência, exceto os contadores, que são essenciais para comunicar com os restantes equipamentos de produção e distribuição.

Uma rede inteligente de energia deve ser estruturada desde a produção, recorrendo sempre que possível a fontes de energia renovável. Desta forma, pode permitir contemplar, além da redução de perdas, a redução de emissões de poluentes.

A produção de energia deve ser efetuada a partir de fontes renováveis, nomeadamente centrais hídricas, eólicas, parques fotovoltaicos, *flywheels* e geradores "Diesel". Nestes locais existirá uma subestação MAT ou AT, que permite a integração de tecnologias de medida. Estas são integradas em *softwares* controlados por computadores para verificar valores nas fases, ver o estado da rede após receber a energia, harmonizar a sua corrente, gravar os dados e transportar a energia até à subestação MT. Aqui será efetuada a distribuição de energia pelos vários ramais, que conduzem a unidades industriais ou a transformadores [Wang et al., 2011]. Ambas as subestações devem ser protegidas conforme a norma IEC61850 [Apostolov, 2011].

Os sistemas de controlo eletrónico terão por base uma componente de controlo e instrumentação. São utilizados aparelhos para impedir a difusão de harmónicos e variações na geração. Os sistemas de controlo principais são o HVDC, *high voltage direct current*, de transmissão e trocas de energia em corrente contínua e FACTS, *Flexible Alternating Current Transmission Systems*, usado para controlo dinâmico de voltagem, impedância e fase para linhas AC de Alta Voltagem [Apostolov, 2011].

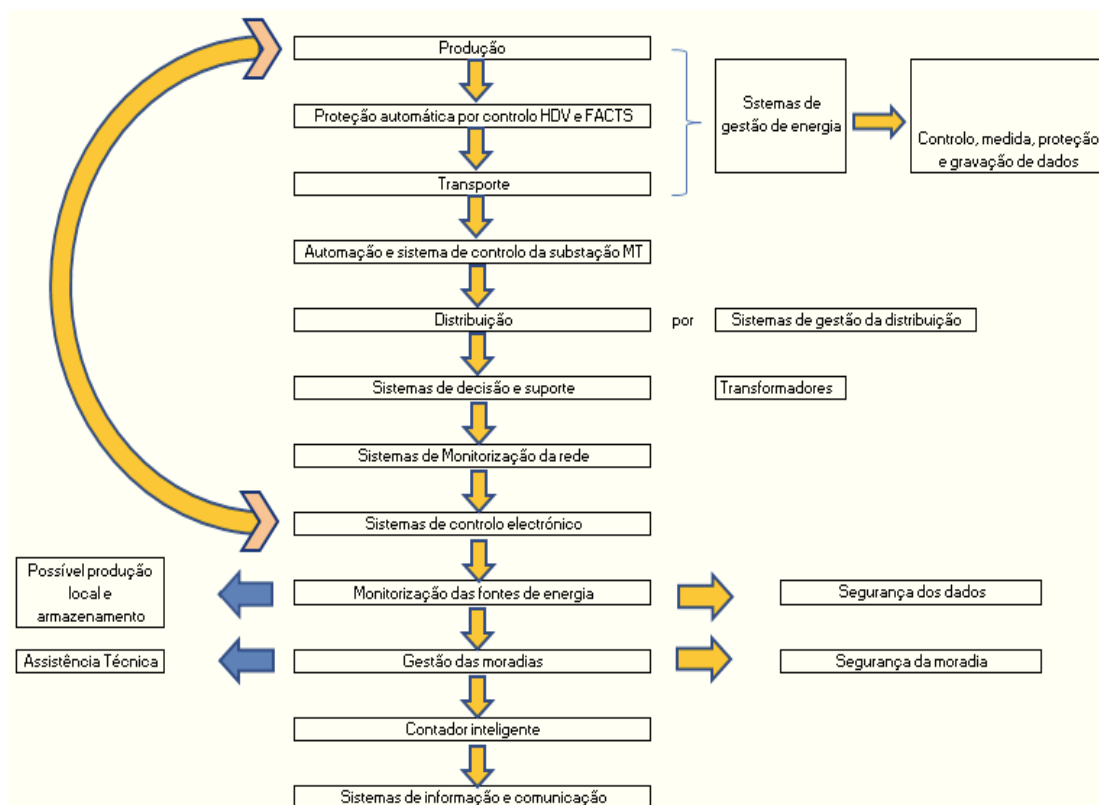
Após a distribuição pela subestação MT, a energia é conduzida aos transformadores, que devem conter TI (Transformadores de intensidade) ou unidades inteligentes de medição, os chamados sistemas de decisão e suporte. A sua função é a proteção do equipamento primário (transformadores) de falhas de corrente, instabilidade e apagões. Nestes equipamentos estarão incorporados os sistemas de monitorização da rede, que

reduzem custos e períodos de manutenção, sendo independentes da operação, controlo e manuseamento, [Apostolov, 2011].

A nível dos clientes finais, será aconselhável a automatização da moradia, recorrendo a sistemas de domótica, assim como contadores inteligentes para controlar as tarifas, a quantidade e qualidade de energia. Neste ponto, deve ser incorporado um sistema de informação e comunicação por cartão GSM, ou outro existente, para envio da mensagem de erro no caso de ocorrer algum problema [Usman e Shami, 2012].

O organismo que regula a implementação das *smart grids* é a IEC ou CEI (Comissão Eletrotécnica Internacional), sendo que, na Europa, é a Comissão Europeia, estipulando um conjunto de medidas para alcançar as metas impostas para reduzir emissões [IEC SMB Smart Grid Strategic Group (SG3), 2010].

São, assim, definidas as incidências das *smart grids* numa rede elétrica, definindo uma arquitetura como presente no Esquema 1 [com base em Wang et al., 2011 e IEC SMB Smart Grid Strategic Group (SG3), 2010].



Esquema 1 - Tipo de controlo e gestão numa *smart grid* [com base em Wang et al., 2011 e IEC SMB Smart Grid Strategic Group (SG3), 2010]

2.4. Estudos/ Projetos de Integração de Energias Renováveis em Redes Inteligentes

O conceito *smart grid* é relativamente recente e, como tal, estes sistemas ainda se encontram em fase de estudo e testes. Apesar de serem vários os projetos de *smart grids* existentes, serão aqui apresentados os estudos nos quais se baseou este trabalho e algumas das decisões tomadas.

Optou-se por manter o sistema eólico já existente na ilha de Santa Maria, com as três turbinas do parque eólico do Figueiral e alguns grupos "Diesel". Assim, é possível garantir o fornecimento de energia em situações de emergência sem quaisquer custos de investimento inicial pelo facto deste sistema já se encontrar implementado e a funcionar.

Pela necessidade de existir um sistema de armazenamento para assegurar a transição entre o grupo "Diesel" e as restantes fontes [Leadbetter e Swan, 2012], considerou-se a utilização de *flywheels* para armazenamento mecânico [Schroeder, 2011], para que se consiga obter energia de forma quase instantânea, com uma autonomia de poucos minutos, suficiente para a paragem e arranque dos vários sistemas dimensionados.

Um sistema isolado semelhante ao apresentado, com integração de produção renovável, pode ser observado no estudo da rede elétrica da Província da Nova Escócia, no Canadá (Gráfico 1). As fontes de energia consideradas pelos autores são as mesmas que as utilizadas para desenvolvimento do caso de estudo da secção 3 deste trabalho. Este tipo de rede também foi proposto pela EDA [Martins, 2011].

Além dos sistemas existentes (geradores e parque eólico) foi ainda considerada a incorporação de energia hídrica e dos sistemas solar fotovoltaicos pelo cariz renovável e por não existir necessidade de realizar um investimento, além do inicial, para a obtenção do recurso. A divisão dos parques fotovoltaicos em quatro centrais de produção de 250 kW, ligadas em pontos estratégicos, foi estipulada para permitir um possível acesso a um regime de minigeração, tal como regulado pelo Decreto-Lei 25/2013 [Gaspar e Coelho, 2013].

Na secção 3 efetuou-se uma análise primária sobre a forma de rede com barramento único. Este dimensionamento tem por base a definição da rede como tendo um ponto único de ligação dos sistemas geradores e dos consumidores [Sun e Zhang, 2012].

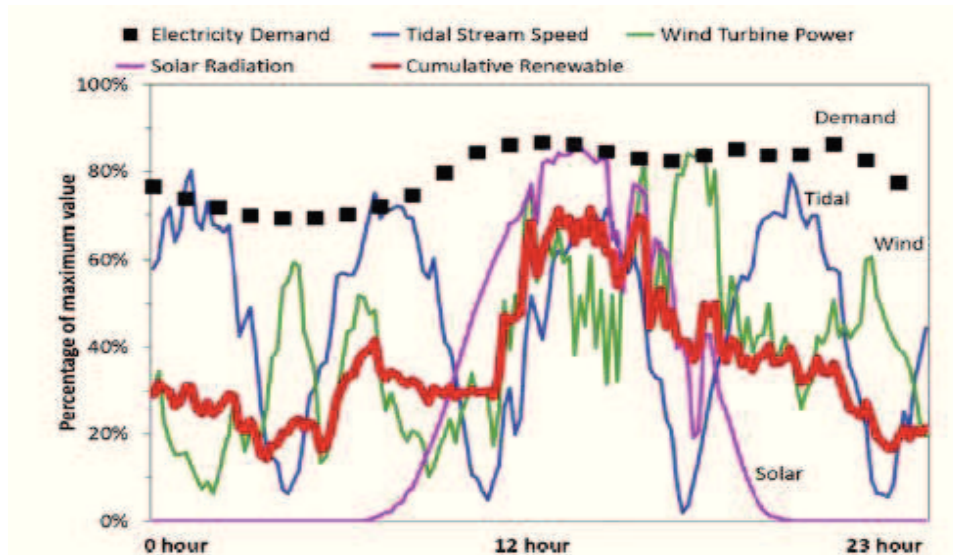


Gráfico 1 - Perfil de procura e geração de energia renovável para a província de Nova Escócia (10 de setembro de 2011) [Leadbetter e Swan, 2012]

Após a análise da rede em barramento único, foi efetuada uma análise através da divisão em vários barramentos. Esta análise permite identificar os fluxos de potência e definir quais os pontos de entrega de energia e de consumo [Liu et al., 2011]. Foi considerada a integração das múltiplas fontes anteriormente referidas, para que, quando uma das fontes não tem potência disponível, as restantes colmatem as necessidades dos consumidores [Clarke Eisenberg, 2008].

Pelo facto do caso de estudo se referir a uma ilha com uma zona relativamente montanhosa, optou-se por aplicar um sistema hídrico com bombagem para armazenamento de energia. A capacidade deste recurso e a autonomia conferida pelo seu reservatório, constituem uma alternativa viável para salvaguardar possíveis interrupções da produção pelas restantes fontes de energia [Qi et al., 2011] e [Silva et al., 2012].

2.5- Smart Grids Piloto na Europa

Desde que a CEI começou a definir as bases para a normalização dos sistemas de controlo das redes elétricas, que existem vários protótipos de equipamentos testados e modelos implementados. São os casos de pequenas cidades ou pontos de consumo, como o caso da *InovGrid*, em Évora [EDP Distribuição - Energia S.A., 2012].

Podemos, assim, definir as principais inovações nesta área como a instalação de contadores inteligentes em quase toda a União Europeia [Shargal, 2009].

A nível de *smart grids* é possível verificar os investimentos efetuados por vários países, numa grande diversidade de projetos-piloto [Giordano et al., 2011]. São assim exemplos, os investimentos efetuados em equipamentos de conexão automática (*smart meters e smart grids*), apresentados no Gráfico 2 e Tabelas 2 e 3.

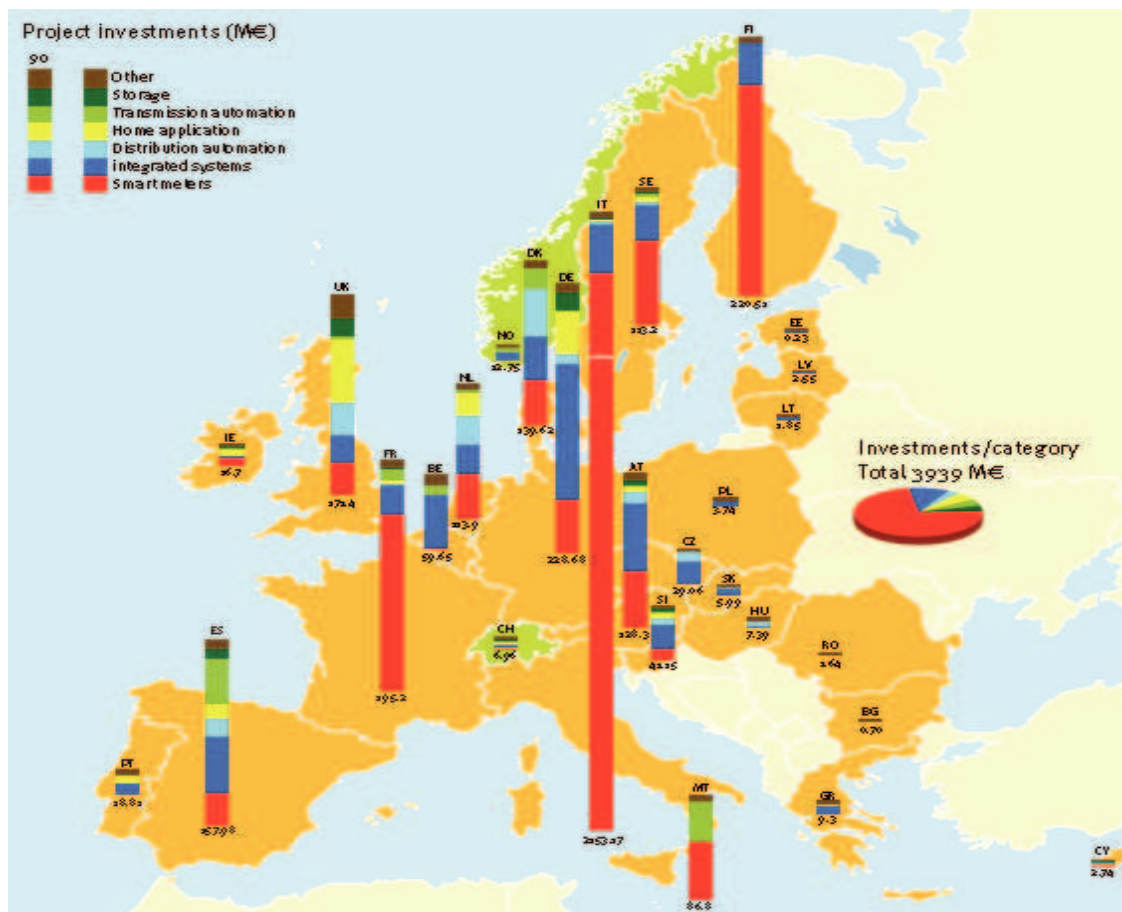


Gráfico 2 - Distribuição geográfica dos investimentos em *smart grids* em 2010 [Giordano et al., 2011]

País	Projecto	Período de experiência	Descrição
Espanha	<i>A complete and normalized 61850 substation</i>	2009-2014	Projeto de construção de uma subestação normalizada segundo a Norma Europeia 61850
Dinamarca	<i>EcoGrid EU</i>	2011-2014	Desenvolvimento de uma <i>smart grid</i> com mais de 50% de integração de energias renováveis
Suécia	<i>Elforsk smart grid programme</i>	2011-2014	Programa nacional de incentivo à utilização e desenvolvimento de equipamentos de <i>smart grids</i>
Alemanha Espanha Suécia Itália República Checa	<i>Grid4EU</i>	2011-2015	Teste de equipamentos e sistemas de <i>smart grids</i> para verificar a forma de gerir e integrar energias renováveis. Engloba a escolha dos consumidores no tipo de energia que utilizam
França Lituânia Reino Unido Alemanha Espanha Hungria	<i>LASTBEG - Large Scale Tool for Power Balancing in Electric Grid</i>	2009	Otimização de uma <i>smart grid</i> na Lituânia, com tecnologias <i>on</i> e <i>offshore</i> eólicas e armazenamento por bombagem. Os dados serão enviados e distribuídos a partir dos contadores bidirecionais pelos Países integrantes para que possam cumprir as metas Europeias de redução de emissões
Noruega	<i>Manage Smart in Smart Grid</i>	2010-2012	Projeto de uma <i>smart grid</i> para definir a forma de gestão de energia e controlo dos seus fluxos
Espanha Grécia Itália Portugal Holanda Dinamarca Macedónia Alemanha	<i>More Microgrids</i>	2006-2009	Testar produções centralizadas e descentralizadas, conexões à rede, controlo e monitorização de redes, com base na Norma Europeia 61850
Dinamarca	<i>PV-Island Bornholm, ForskEL</i>	2010-2020	Instalação de 5 MWp de painéis PV na ilha de Bornholm, tornando-a como uma ilha sem emissões de CO ₂ . Na primeira fase a instalação será de 1 MW, com o objetivo de integração numa <i>smart grid</i>
Dinamarca	<i>Regenerative Modellregion Harz (RegModHarz)</i>	2008-2012	Projeto que engloba Universidades, operadores de centrais eólicas, fornecedores de energia, entidades municipais e institutos de pesquisa para desenvolvimento de uma plataforma e ferramentas para fornecer apenas energia renovável a um distrito
República Checa	<i>Smart Region</i>	2011-2014	Controlo automático em Baixa e Média tensão, alternando com funcionamento em autónomo ou isolado de uma rede. Estudo de integração de fontes renováveis, segurança de dados e equipamentos

Tabela 2 - Projetos de *smart grids* existentes ou em desenvolvimento [adaptado de Giordano et al., 2011]

País	Projecto	Período de experiência	Descrição
Itália	ADDRESS	2008-2012	Integrar um sistema de controlo, pedido-resposta, com base nos <i>smart meters</i>
França	<i>Pilot Linky</i>	2007-2011	Criação de um controlador lógico, (“Linky IS”), conectado a 300.000 contadores + 5.000 sistema de aquisição de sinal. Envio de informação <i>GPRS</i> ou <i>Ethernet</i>
Portugal	<i>InovGrid</i>	2007-2012	Implementação de contadores bidirecionais, ou de <i>smart meters</i> que terão a finalidade de gerir e automatizar a energia que é consumida nas habitações, em matéria de tarifário, fonte e reduções

Tabela 3 - Projetos de *smart meters* existentes ou em desenvolvimento, [adaptado de Giordano et al., 2011]

2.6- Casos Existentes em Portugal

Em Portugal existe apenas um projeto de *smart grid* (a *Inovgrid*), implementado pelo consórcio da EDP Inovação, INESC Porto, EFACEC, LOGICA e a JANZ/CONTAR no ano de 2010 (Figura 3). Este foi iniciado em 2007 com o esboço e desenvolvimento dos protótipos, iniciando-se a sua instalação em 2009, ficando concluído em 2010, com o objetivo de alargar o raio de ação para todo o País [Giordano et al., 2011].

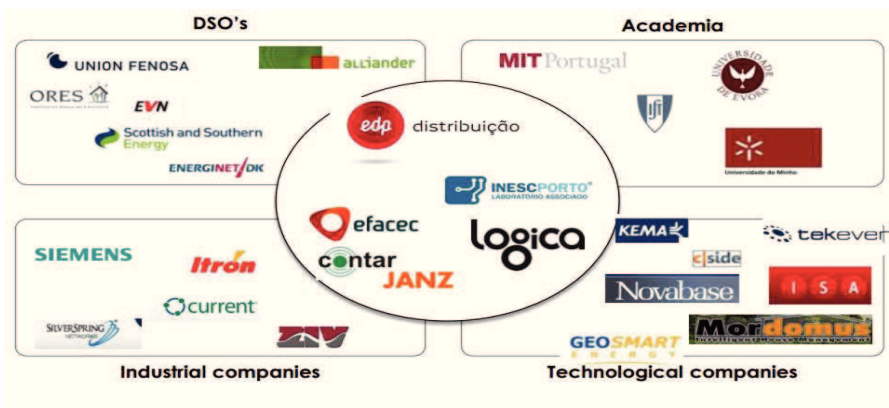


Figura 3 - Intervenientes no programa *InovCity* em Évora [Messias, 2009]

O projeto consistiu na implementação de contadores inteligentes, ou de *smart meters*, que terão a finalidade de gerir e automatizar a energia que é consumida nas habitações, em matéria de tarifário, fonte, reduções, entre outras. Baseia-se ainda num conjunto de controladores acoplados aos transformadores da rede de distribuição, que entram em contacto com os contadores de energia, informando qual a origem da energia e como se processa o despacho (Figura 4).

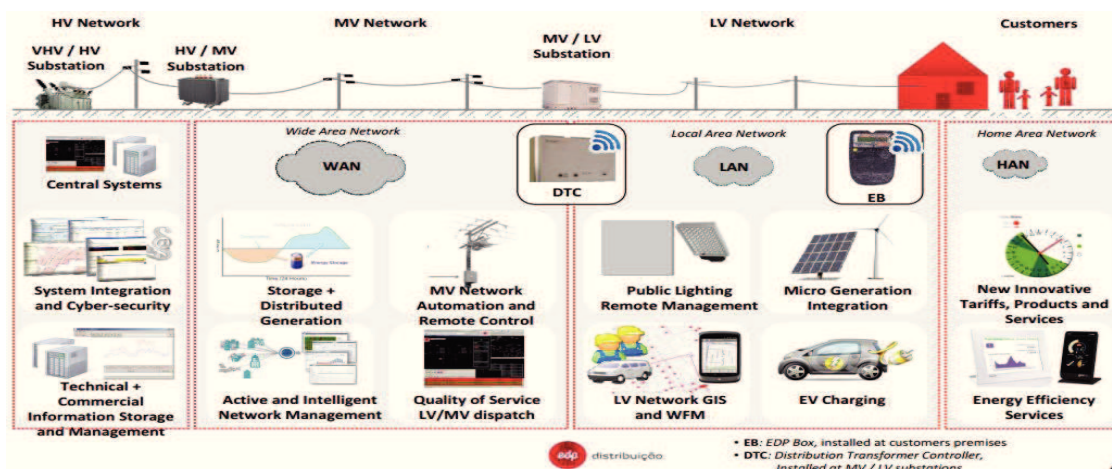


Figura 4 - Gestão da *smart grid* de Évora com o sistema *InovCity* [Matos, 2012]

2.7 Benefícios e Desvantagens das *Smart Grids*

Vantagens

Atualmente não existem dados suficientes para que se consiga verificar quais as necessidades do consumidor em tempo real (uma vez que muitos contadores são, ainda, de impulso e analógicos, sendo a informação de consumos analisada no local ou por extrapolações de antigas leituras). O que se verifica, hoje em dia, é que a carga na rede é baseada num coeficiente de simultaneidade para estes dados, o que induz a elevadas perdas na rede elétrica.

A principal vantagem das *smart grids* é serem sistemas que geram mecanismos, que podem permitir a redução das perdas de energia através de uma tecnologia de controlo à distância e em tempo real dos vários fluxos de energia. Estas perdas ocorrem, principalmente, devido aos excessos de produção centrados num único ponto para abastecer uma área de muitos quilómetros, com vários consumidores [Wissner, 2011].

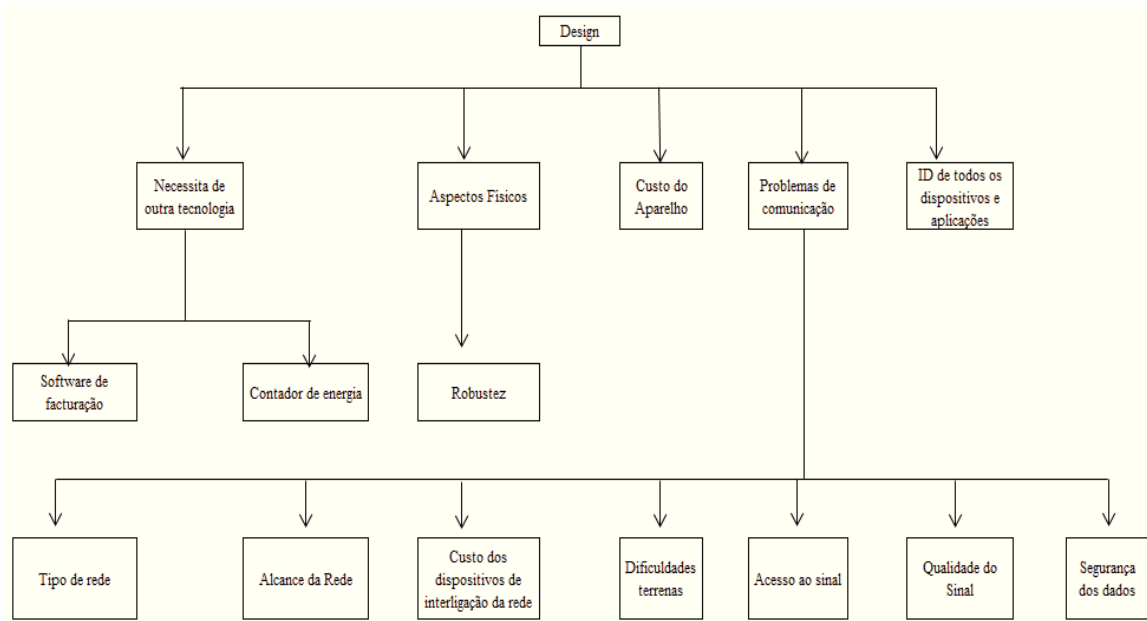
Diretamente ligado à redução de perdas está a redução de emissões de GEE e a possibilidade de integração destes sistemas com Veículos Elétricos, que continuam a conquistar mercado na área da mobilidade [Verbong et al., 2013].

Uma das grandes vantagens da gestão e controlo das fontes de energia é permitir o ajuste das harmónicas criadas pelas variações de tensão e corrente. Este fator é recorrente das fontes renováveis devido à intermitência dos recursos que utilizam, como o eólico e o solar. Com o conhecimento dos valores de saída de tensão e corrente das produções, é possível acionar baterias ou outros sistemas de armazenamento, assim como bancos de condensadores, para compensar os valores da energia reativa [Sadinezhad e Agelidis, 2011].

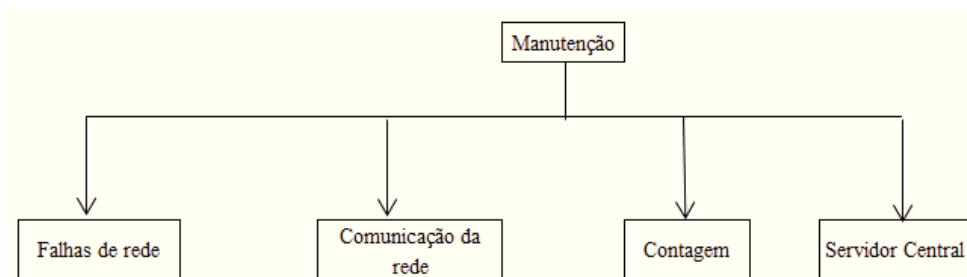
Desvantagens

Com os contadores bidirecionais é possível determinar qual a quantidade de energia que é consumida (pedida) e, eventualmente, produzida por uma instalação própria. No entanto, a complexidade dos sistemas de monitorização e controlo existente, que obrigam a uma manutenção e criação de infraestruturas para envio da comunicação, são uma aparente desvantagem, [Depuru et al., 2011].

Os Esquemas 2 e 3 são representativos das desvantagens/dificuldades das *smart grids*, essencialmente a nível de comunicação, robustez, investimento inicial e de manutenção.



Esquema 2- Desvantagens no design dos equipamentos *smart grid* [adaptado de Depuru et al., 2011]



Esquema 3 - Desvantagens na manutenção dos equipamentos *smart grids* [adaptado de Depuru et al., 2011]

2.8. Conclusão

As *smart grids* são sistemas de controlo de energia que efetuam a gestão dos fluxos entre as fontes de produção e o consumidor final.

Baseia-se num sistema que permite criar mecanismos que podem reduzir perdas de energia na rede por intermédio de uma otimização dos recursos. Promove-se, assim, uma gestão mais eficiente da rede, controla-se a qualidade da energia consumida e aumenta-se a rentabilidade dos aparelhos.

São redes praticamente autónomas que, além de monitorizáveis, podem ser geridas à distância, utilizando protocolos de comunicação.

Há várias décadas que a União Europeia procura melhorar o sistema elétrico dos vários Países. Assim, assegura-se uma transição que possa permitir melhorar a qualidade da energia, reduzir distâncias entre produção e consumo e permitir que cada consumidor escolha o tipo de energia que utiliza. O primeiro grande passo deu-se com as políticas de substituição dos contadores convencionais de consumo por contadores inteligentes, bidirecionais e pela abertura de programas de incentivo à produção de energia, essencialmente renovável.

Foram consideradas várias fontes de energia, baseadas em recursos distintos, mas que pudessem garantir uma melhor autonomia e fiabilidade, assim como armazenamento mecânico e por bombagem. A eólica que se encontra afeta à central hídrica estará em funcionamento contínuo para a rede elétrica, sendo que nas situações em que a cota mínima da albufeira é alcançada ou quando o custo de bombear for menor que o de turbinar, esta será desconectada da rede elétrica e entrará em funcionamento exclusivo para a alimentar a bomba.

3 - Caso de Estudo

3.1. Introdução

O trabalho realizado tem por base um estudo da rede elétrica existente na ilha de Santa Maria, nos Açores. Tomou-se por base os dados disponibilizados pela Eletricidade dos Açores quanto às linhas existentes e às características do serviço de fornecimento aos consumidores.

Analisando os fluxos de potência, estudou-se a viabilidade de utilizar produções de energia renováveis afetas às existentes. Promove-se assim, um sistema de controlo que pode permitir a redução de perdas e maximizar a qualidade do serviço, com reduções monetárias a médio/longo prazo, além de impulsionar a autonomia do sistema elétrico.

Na apresentação da solução, tomou-se em consideração que os encargos destas alterações deveriam ser numa ordem de grandezas que permitissem um retorno num curto período de tempo. Desta forma, limitaram-se as centrais fotovoltaicas a 250 KW, mantendo as três turbinas eólicas e dois grupos de geradores "Diesel" de 1030 KW. Estudou-se ainda a interligação de 1 MW de *flywheels*, sistemas modulares de armazenamento de energia, aos geradores. Na zona de maior cota da ilha, foi considerada a implementação de uma central mini-hídrica de 2 MW com uma turbina e uma bomba, que seria alimentada por um aerogerador de 2,5 MW para permitir bombagem e o armazenamento de energia quando a albufeira atinge a cota mínima.

Com base nas características da rede existente [CRTDEERAA, 2012], as linhas elétricas foram divididas em vários barramentos. É permitido, desta forma, analisar qual a real capacidade da rede em aceitar a potência produzida pelas várias fontes e em que fator as características dos cabos e as suas distâncias condicionavam a injeção de potência.

De forma a obter a potência disponível em cada fonte, desenvolveu-se um modelo dos sistemas de produção e das suas várias condicionantes e restrições em *software Matlab*,. Utilizando o *software Matpower* para o modelo criado, estudou-se a forma como seria efetuado o despacho energético pelos vários barramentos considerados.

3.2 Metodologia

O método estipulado para a realização deste trabalho teve por base a integração de sistemas de energias renováveis na rede elétrica existente. Para essa gestão, foi necessário um estudo dos pontos de produção que melhor se adequam ao consumo.

Desenvolveu-se um modelo em *Matlab*, que permite determinar a potência máxima disponível em cada uma das fontes (análise de uma hora, um dia ou uma semana).

Foram assumidos os seguintes pressupostos:

- a análise foi efetuada para o período de inverno, sendo que, os dados presentes têm por base os valores de irradiação e vento de um único dia e as cargas médias sazonais desta estação;

- foram considerados os custos de instalação, operação e manutenção dos sistemas e as poupanças relativo ao recurso necessário para os geradores "Diesel";

- o modelo da rede utilizada corresponde à rede elétrica existente reduzida, tendo sido caracterizados barramentos equivalentes, presentes na secção 3.6 [Liu et al., 2011]. Cada barramento contém várias linhas com características de cabos distintas, dentro de uma área teórica definida *a priori*. As linhas selecionadas têm, afetos, vários transformadores de cliente (particulares para unidades de consumo intensivo) ou da rede de distribuição. Equipamentos, que foram considerados como detentores de uma potência disponível equivalente, obtida pela média das potências totais dos transformadores das várias linhas, presente na secção 3.7 [CRTDEERAA, 2012].

Os dados de potência disponível e as características das linhas existentes nas áreas definidas, permitiram estipular quais os barramentos onde se deveria injetar a potência das várias fontes. Através do *software Matpower* foi possível analisar os trânsitos de potência da rede criada e verificar as limitações de cada barramento, com as respetivas perdas e resistência das linhas.

Para verificar o modelo criado, existiu ainda a necessidade de alterar alguns parâmetros de carga e de produção, com três casos práticos para analisar o comportamento da rede quando confrontada com situações atípicas. Assim, foi possível examinar a forma como o despacho energético era efetuado e quais as linhas que poderiam ser desativadas ou alteradas para cabos com uma secção maior ou para um outro tipo de condutor.

3.3 Rede Elétrica Existente

3.3.1 Ilhas dos Açores

Pelo facto de serem sistemas isolados, que se situam em regiões demográficas de baixa densidade populacional, a evolução da rede elétrica ocorre com uma frequência inferior à da existente em Portugal continental. Ainda assim, são muitas vezes considerados como locais-piloto para testes de novos sistemas de energia. Um exemplo é o caso do parque eólico do Figueiral, com três turbinas da Enercon E-30 (equivalentes ao modelo atual E-33). Estes sistemas são uma nova fonte de energia que, apesar de não ser suficiente para suprir as necessidades de toda a ilha, reduziu a dependência dos geradores "Diesel", apoiando-os em algumas situações [EDA Produção, 2012].

Em outras ilhas circundantes existe o aproveitamento geotérmico. As ilhas que se encontram mais afastadas da placa Euro-Asiática, Africana e Norte Americana, possuem a sua temperatura interna diminuída, tornando este recurso não tão viável como na ilha de São Miguel, que se situa precisamente sobre esta falha e onde este recurso é amplamente utilizado. Por este facto, não é possível efetuar este tipo de aproveitamento na ilha de Santa Maria [Universidade dos Açores, 2012].

3.3.2 Ilha de Santa Maria

No caso de estudo da ilha de Santa Maria, o sistema elétrico assenta essencialmente em duas unidades de produção, a central termoelétrica do Aeroporto (Figura 5) e o parque eólico do Figueiral (Figura 6), apesar deste último não ter grande expressão na rede elétrica [CRTDEERAA, 2012].

Os sistemas eletroprodutores são antigos, assim como as redes elétricas, e carecem de modernização e diversificação de fontes, o que obriga a um consumo quase constante e ininterrupto de um mesmo recurso, os combustíveis fósseis. Pelo facto das centrais de produção serem próximas uma da outra e a rede se estender por vários quilómetros, tal como presente na secção 1.2, existem perdas associadas à produção e distribuição de energia elétrica (Tabela 4) [CRTDEERAA, 2012].

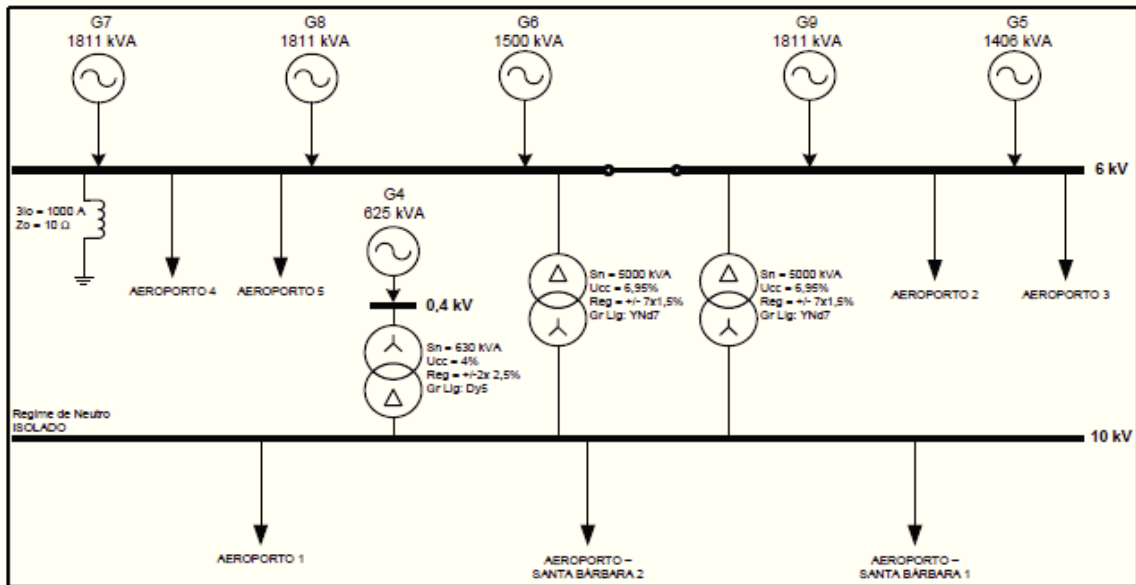


Figura 5 - Esquema unifilar simplificado do CTAR [CRTDEERAA, 2012]

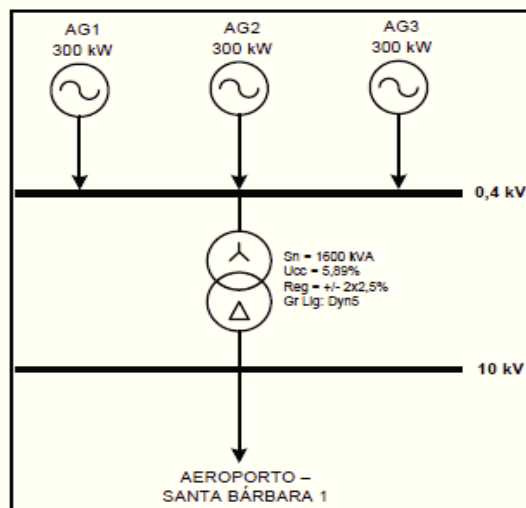


Figura 6 - Esquema unifilar simplificado do PEF [CRTDEERAA, 2012]

	1º Semestre	2º Semestre	3º Semestre	4º Semestre	Anual
A - Produção (kWh)	5 310 400	5 209 288	5 924 564	5 297 543	21 741 795
B - Perdas na Produção (kWh)	101 385	194 433	249 336	212 600	757 754
(A-B) Emissão (kWh)	5 209 015	5 014 855	5 675 228	5 084 943	20 984 041
C - Consumo (kWh)	4 851 478	4 745 158	4 982 949	4 943 475	19 523 060
(A-B-C) - Perdas na Distribuição (kWh)	357 537	269 697	692 279	141 468	1 460 981

Tabela 4 - Perdas de energia elétrica na ilha de Santa Maria - Ano de 2011, [CRTDEERAA, 2012]

3.4 Consumos na Rede de Santa Maria

Após a análise anterior aos dados presentes no relatório da EDA [CRTDEERAA, 2012], foi considerado que poderiam existir lacunas na forma como a energia era distribuída pela ilha. Este facto deve-se ao posicionamento das fontes de produção e às perdas existentes (ver Tabela 4), situações que advêm diretamente da distância e características das linhas que conduzem a energia, desde os pontos de produção aos locais de consumo. As diferentes secções de cabos presentes na mesma linha, quando de secções maiores se passa para pequenas, podem igualmente originar um aumento de perdas ou mesmo um constrangimento nos trânsitos.

Com base nesses dados, tornou-se necessário estruturar e dimensionar um conjunto de sistemas de produção, que permita definir qual(is) a(s) fonte(s) de energia que estará(ão) a produzir para colmatar as necessidades da rede em cada instante.

Na realização deste trabalho, optou-se por dar primazia às fontes que, naquele momento, apresentem um menor custo (€/MWp), para que a implementação destas tecnologias tenha um menor período de amortização e retorno mais rápido, não penalizando as perdas na rede.

Para que seja possível alocar as produções para colmatar os consumos, é necessário verificar os dados das cargas na rede para os meses de inverno (Gráfico 3), pois foi o período de estudo considerado [CRTDEERAA, 2012].

Utilizando o *software Digitizer* [Engauge Digitizer, 2012], foi possível extrapolar os dados médios de consumos horários para o inverno (presentes no Gráfico 3), numa média entre os três dias considerados (quarta-feira, sábado e domingo), representados na Tabela 5 e no Gráfico 4.

Conhecendo os consumos horários (Gráfico 4), optou-se por ajustar a produção a estes valores. Tomou-se em consideração que, apesar de se utilizarem novas fontes de energia, seria necessário manter uma percentagem de produção dos geradores "Diesel" que seja suficiente para colmatar cerca de 1/3 das necessidades energéticas da Rede para casos de emergência, cota considerada pelo autor. Estes geradores são uma fonte constante, que não está dependente de fatores que não podem ser controlados, tais como

a velocidade e qualidade do vento, a pluviosidade e a radiação incidente no local das centrais fotovoltaicas. Apresenta assim uma elevada fiabilidade e reduzidas falhas, desde que exista combustível, ao contrário das restantes fontes de energia dimensionadas. Desta forma, ficam assegurados os serviços mínimos e de emergência (hospital e aeroporto) para os casos de falhas de produção das fontes renováveis.

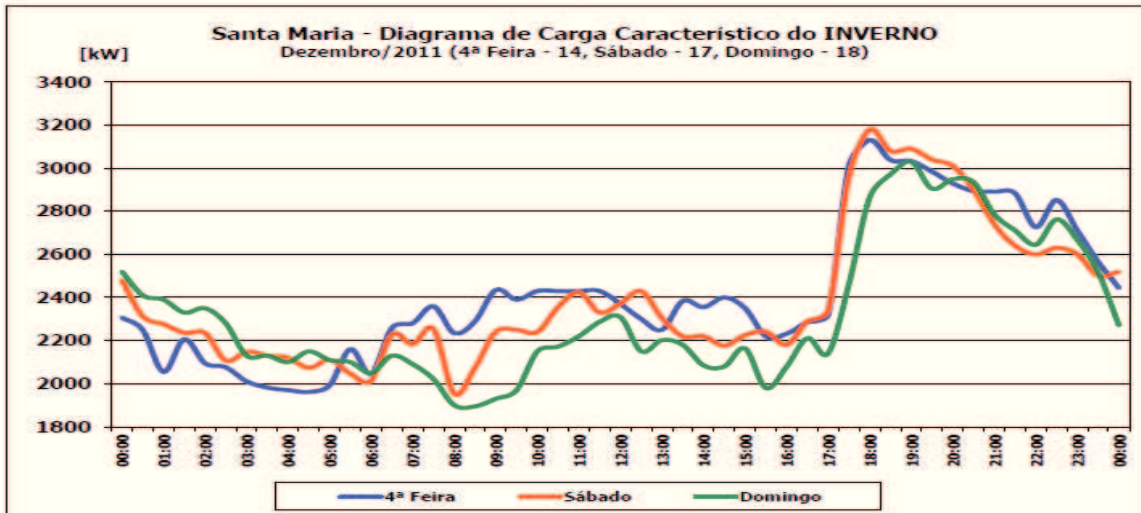


Gráfico 3 - Diagrama de cargas característico do inverno na rede de Santa Maria [CRTDEERAA, 2012]

Horário (h)	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00
Carga na rede (kW)	2395	2348	2130	2135	2109	2045	2078	1902	1929	2158	2233	2249
Horário (h)	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
Carga na rede (kW)	2206	2079	2159	2000	2143	2930	2920	2952	2761	2644	2729	2283

Tabela 5- Cargas do inverno na rede de Santa Maria, obtido a partir do software Digitizer

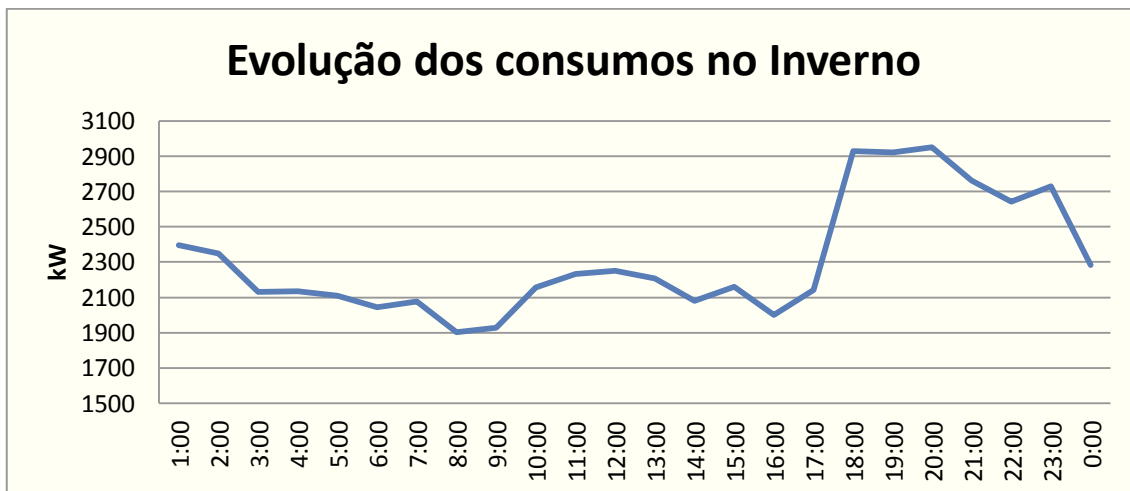


Gráfico 4- Diagrama médio de cargas do inverno na rede de Santa Maria

3.5. Sistemas de Produção Considerados para Aplicação na Rede Existente na Ilha de Santa Maria

3.5.1 Geradores Termoelétricos "Diesel"

No redimensionamento dos sistemas de produção da ilha de Santa Maria, optou-se por reduzir a quantidade de grupos "Diesel" existentes. Deste modo, diminuem-se os consumos deste combustível fóssil, além das emissões de GEE. Tendo esses fatores em consideração, assim como o Gráfico 4, com o diagrama de carga da Ilha e o pico máximo de energia, a potência "Diesel" disponível foi estipulada como superior a cerca de 60% do consumo. O que se traduz num valor de 2,06 MW, com a manutenção dos dois grupos de geradores de 1030 kW, desativando os restantes grupos.

3.5.2 *Flywheels*

Acoplado aos dois grupos de geradores "Diesel", encontram-se *flywheels*, ou rodas de inércia, uma forma de armazenamento mecânico de energia. Como as *flywheels* formam sistemas modulares, é possível unir várias para obter a potência que pretendemos. O valor total estipulado foi de 1 MW em 5 *Flywheels* de 200 kW, que atingem este valor aos 10 minutos de armazenamento, como indica o Gráfico 5 [Leadbetter e Swan, 2012].

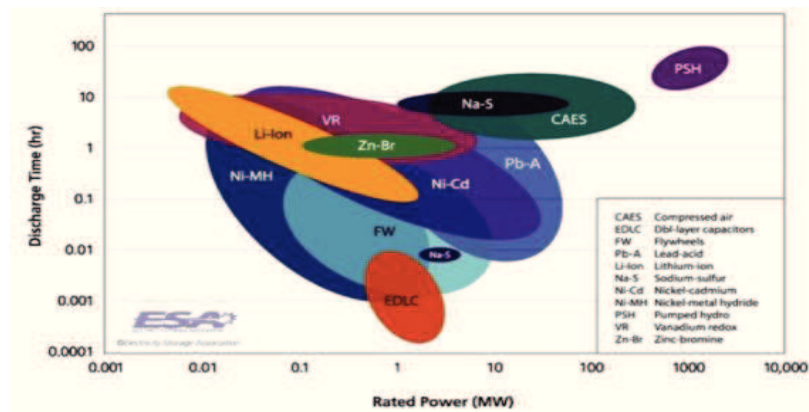


Gráfico 5 - Energia armazenada nos vários sistemas de armazenamento [Leadbetter e Swan, 2012]

3.5.3 Parque Eólico do Figueiral

Da rede elétrica existente, além dos dois grupos de geradores "Diesel", anteriormente referidos, mantiveram-se os três aerogeradores existentes (Enercon E33), essencialmente por se encontrarem junto de um dos locais de maior consumo na ilha, Vila do Porto.

Através da sua curva característica de produção, é possível extrapolar a potência injetada na rede, com base nos dados diários de velocidade do vento. É necessário tomar em consideração que o recurso eólico varia de dia para dia, sendo extremamente difícil encontrar dados médios que permitam adaptar a estas situações.

Para obter os dados de velocidade do vento, recorreu-se à ferramenta *online*, *Windfinder* [Windfinder, 2012], que fornece valores de velocidades do vento diário junto da costa, obtido a partir de estações meteorológicas (Gráfico 6 e Tabela 6).

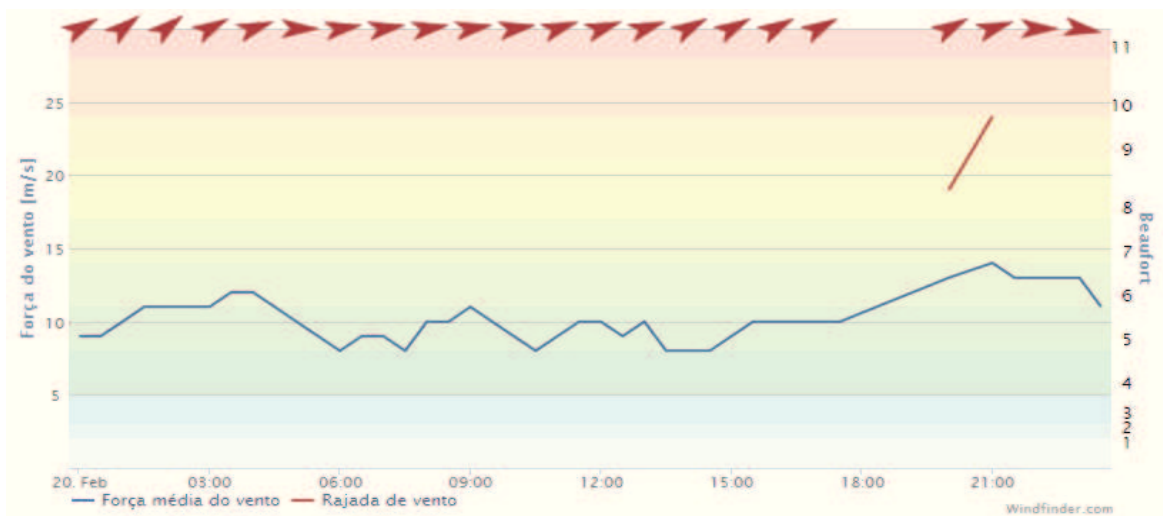


Gráfico 6- Velocidade do vento diária em 20 de fevereiro de 2013 [Windfinder, 2012]

Horário (h)	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00
Velocidade do vento (m/s)	9	11	11	12	10	8	9	10	11	9	9	10
Horário (h)	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
Velocidade do vento (m/s)	10	8	9	10	10	11	12	13	14	13	13	11

Tabela 6- Velocidade média do vento no dia 20 de fevereiro de 2013 obtido a partir do *software* Digitizer

Após a obtenção dos valores de velocidade do vento, é necessário verificar qual a produção dos aerogeradores. Assim, analisou-se a sua curva característica (Tabela 7 e Gráfico 7).

Velocidade do vento (m/s)	0	1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13
Potência (kW)	0	0	0	5	13,7	30	55	92	138	196	250	320	335
Velocidade do vento (m/s)	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Potência (kW)	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	

Tabela 7- Dados da curva característica do aerogerador E33 [Enercon, 2009]

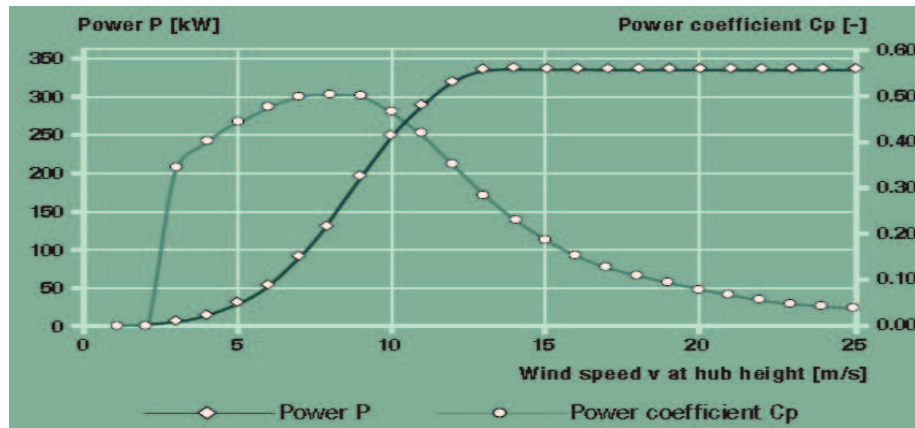


Gráfico 7- Curva característica do aerogerador E33 [Enercon, 2009]

Cálculo da energia fornecida pelo sistema eólico existente (3x330kW)

O cálculo da potência eólica (cinética) tem por base o recurso existente. Para obter os valores horários, tendo em consideração o vento, ou se utiliza a curva característica, o que se torna praticamente impeditivo a nível de análise dinâmica por um *software*, ou se estima valores aproximados, com base nas características do aerogerador e do recurso disponível, utilizando as Equações 1, 2 e 3 [Benito, 2012] para obter a Tabela 8.

Potência eólica (teórica):

$$Peole_{teórica} = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times u_i^3 \quad [\text{W}] \quad (\text{Equação 1})$$

$$Peole_{teórica} = \frac{1}{2} \times 1,25 \times \frac{\pi \times D^2}{4} \times u_i^3$$

Sendo:

ρ = Densidade do ar (1,25 kg/m³)

A = Área de abertura das pás (m²)

u_i = Velocidade do vento no instante i (m/s)

D = Diâmetro das pás do aerogerador (30 m)

Potência eólica (real):

$$Peole_{real} = Peole_{teórica} \times n_p \quad (\text{Equação 2})$$

$$n_p = C_p \times n_1 \times n_2 \quad (\text{Equação 3})$$

Sendo:

n_p = Produto do coeficiente de perdas (0,65)

C_p = Coeficiente de Betz (16/27=0,592)

n_1 = Perdas mecânicas n_2 = Perdas do gerador elétrico

Horário (h)	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00
Potência eólica real (MW)	0.365	0.664	0.664	0.865	0.501	0.256	0.365	0.501	0.664	0.365	0.365	0.501
Horário (h)	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
Potência eólica real (MW)	0.501	0.256	0.365	0.501	0.501	0.664	0.865	0.990	0.990	0.990	0.990	0.664

Tabela 8- Potência disponível nos três aerogeradores no dia 20 de fevereiro de 2013

A Tabela 8 apresenta os valores aproximados de energia produzida pelos três aerogeradores E33, com base no recurso eólico disponível na Tabela 6 e nas suas limitações mecânicas. Esta é a razão pela qual os valores não são exatamente iguais aos da curva característica, mas sim similares.

3.5.4 Sistemas Fotovoltaicos

Tal como no caso da energia eólica, o cálculo da energia debitada pelo sistema fotovoltaico também se baseou no recurso e nas características do sistema/equipamento produtor, usando as Equações 4 e 5 [Pereira e Oliveira, 2011].

Potência fotovoltaica (teórica):

$$P_{foto_{teórica}} = A \times G \times n \quad \text{(Equação 4)}$$

Potência fotovoltaica (real):

$$P_{foto_{real}} = A \times G \times n \times C_p \quad \text{(Equação 5)}$$

A = Área total dos módulos, ou campo solar ($1,6m^2 \times 4600$, porque apesar deste número de painéis se traduzir em mais de 1 MW, os inversores limitam o valor final para o estimado e aceitam uma potência superior à de ligação)

G = Radiação solar incidente por unidade de superfície (W/m^2)

n = Rendimento do painel (0,14)

C_p = Perdas nas cablagens e desvios de radiação (0,95)

De modo a obter a produção real do sistema fotovoltaico, é necessário considerar, não só o rendimento dos módulos, como as perdas nas cablagens e nos desvios de radiação. Os valores aproximados de radiação incidente são obtidos através do *software Solterm* (que dificilmente atingirá os 1000 W/m² teóricos), como presente na Tabela 9 e apresentado na Tabela 10 para obter a Tabela 11, com base na Equação 6 [LNEG, 2012].

Dados obtidos no *software SOLTERM*:

Mês	Dia do mês	Hora (tempo solar)	Temperatura ambiente(°C)	Humidade relativa(%)	Radiação solar horária global	Radiação difusa celeste na horizontal (W/m ²)
2	20	1	10,3	95	0	0
2	20	2	10,4	96	0	0
2	20	3	10,5	96	0	0
2	20	4	10,6	97	0	0
2	20	5	10,7	98	0	0
2	20	6	10,9	99	0	0
2	20	7	10,9	99	9	8
2	20	8	11,1	98	72	60
2	20	9	11,8	96	133	111
2	20	10	12,7	93	212	176
2	20	11	13,8	90	238	198
2	20	12	15,0	86	170	142
2	20	13	15,8	84	104	86
2	20	14	16,3	82	215	179
2	20	15	16,5	81	131	109
2	20	16	16,2	82	132	110
2	20	17	15,6	84	22	19
2	20	18	14,7	87	8	7
2	20	19	14,0	89	0	0
2	20	20	13,5	91	0	0
2	20	21	13,0	92	0	0
2	20	22	12,6	93	0	0
2	20	23	12,3	94	0	0
2	20	24	12,1	95	0	0

Tabela 9 - Dados *Solterm* para Vila do Porto (dia 20 de fevereiro) [LNEG, 2012]

Horário (h)	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00
G (W/m ²)	0	0	0	0	0	0	17	132	244	388	436	312
Horário (h)	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
G (W/m ²)	190	394	240	242	43	15	0	0	0	0	0	0

Tabela 10 - Radiação incidente por área de superfície (W/m²) no dia 20 de fevereiro

Horário (h)	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00
Potência PV real (MW)	0	0	0	0	0	0	0.0166	0.129	0.239	0.380	0.427	0.305
Horário (h)	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
Potência PV real (MW)	0.186	0.386	0.235	0.237	0.0431	0.0147	0	0	0	0	0	0

Tabela 11- Potência disponível nos quatro sistemas fotovoltaicos no dia 20 de fevereiro de 2013

3.5.5 Sistema Mini-hídrica

Os dados do sistema hídrico também se basearam no recurso e nas características do sistema/equipamento produtor, usando as Equações 7, 8, 9 e 10 para determinar a potência disponível para alimentar a bomba de água. Esta tem por base a curva de potência do aerogerador (Tabela 12, obtida a partir do Gráfico 8) que fornecerá a potência disponível para o funcionamento da bomba de água quando se atinge a conta mínima da albufeira ou é mais vantajoso bombear (Tabela 13) [Castro, 2011].

Foi ainda considerado que a central funcionaria em circuito fechado. Teoricamente, as duas albufeiras deveriam ser naturais, mas para efeitos de estudo de variações do volume de água turbinada e bombeada, foram consideradas como artificiais. Assim sendo, os caudais de reposição e saída do rio não seriam considerados, por dependerem de valores de pluviosidade. Estes valores não devem ser estimados para um único dia, uma vez que se poderia induzir em erros no modelo, já que se alteram todos os dias.

Variáveis

$P = 2000000$	Potência Instalada na central hídrica	[W]
$D = 1000$	Densidade Mássica da água	[kg/m ³]
$Gr = 9.81$	Aceleração da gravidade	[m/s ²]
$H = 200$	Altura manométrica da queda	[m]
$N_1 = 0,7$	Rendimento do grupo turbina/gerador	[%]
$N_2 = 0,85$	Rendimento da turbina a bombear água	[%]

Potência Hídrica Disponível: (Equação 7)

$$Phidr_{real} = D \times Gr \times H \times Q \times N_1$$

Como a potência hídrica considerada foi 2 MW, é possível obter o caudal máximo que advém desse valor (Equação 8).

Cálculo do caudal turbinado

$$P_{1,max} = \frac{P}{N_1} \approx 2857143 \quad \text{Potência turbinada} \quad [\text{W}]$$

$$Q_{1,max} = \frac{P_{1,max}}{D \times G \times H \times N_1} \approx 2,08 \quad \text{Caudal turbinado} \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (\text{Equação 8})$$

A autonomia da barragem depende do volume das albufeiras. Foram estipulados dois dias de autonomia, obtendo-se o volume (Equação 9) e as características das albufeiras. A partir da altura e do comprimento estimados, obteve-se a largura (Equação 10). Definiu-se, ainda, uma cota mínima para turbinar de 70% da capacidade da albufeira mais elevada e uma cota máxima de bombear de 100% para a mesma albufeira.

Volume de albufeira necessário

$$DT = 60 \times 60 \times 24 \times 2 = 172800 \quad \text{Autonomia da barragem considerada de 2 dias [s]}$$

$$U = Q_{1,max} \times DT \approx 359424 \quad \text{Volume das albufeiras} \quad [\text{m}^3] \quad (\text{Equação 9})$$

$$X = 10 \quad \text{Altura das albufeiras} \quad [\text{m}]$$

$$Y = 200 \quad \text{Comprimento das albufeiras} \quad [\text{m}]$$

$$Z = \frac{U}{X \times Y} \approx 180 \quad \text{Largura das albufeiras} \quad [\text{m}] \quad (\text{Equação 10})$$

Para alimentar a bomba, foi estudado o aerogerador de 2,5 MW, porque os modelos de menor potência se encontram descontinuados e é necessária uma margem elevada de potência disponível devido à instabilidade do recurso eólico e à capacidade da bomba.

Energia fornecida pelo Sistema Eólico

$$Di = 80 \quad \text{Diâmetro das pás do aerogerador} \quad [\text{m}]$$

$$Pnom = 2500000 \quad \text{Potência nominal do aerogerador} \quad [\text{W}]$$

Utilizando a Equação 1, com os dados anteriores, foi possível obter a Tabela 12, onde se encontram os valores da curva característica presente no Gráfico 8.

Cálculo da energia fornecida pela eólica de 2 MW para as bombas

Velocidade do vento (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Potência (kW)	0	0	0	15	121	251	433	667	974	1319	1675	2001	2281
Velocidade do vento (m/s)	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Potência (kW)	2463	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	

Tabela 12- Dados da curva característica do aerogerador N80 [Nordex, 2012]

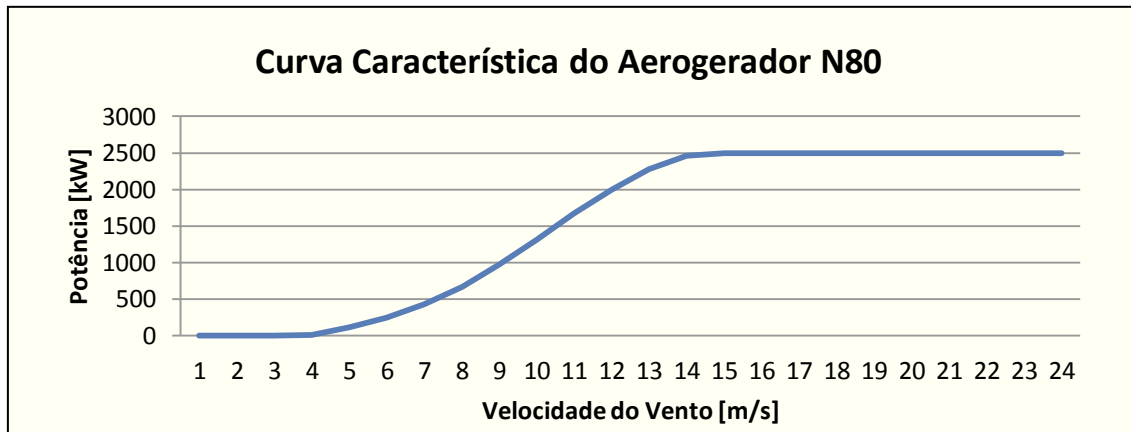


Gráfico 8- Curva característica do aerogerador N80, obtido a partir da tabela 16

Cálculo do caudal bombeado

A potência disponível no aerogerador N80 servirá para injeção na rede, mas quando necessário, o aerogerador será desconectado e fará apenas bombagem, como presente na secção 3.12. Com recurso às Equações 1, 2 e 3 e à Tabela 6, com os dados de potência e diâmetro das pás, obtém-se a Tabela 13, com valores similares à Tabela 12, mas que, devido ao facto das perdas serem estimadas, não são iguais. Com estes valores, altera-se a Equação 8 e obtém-se o caudal máximo disponível para bombear na Tabela 14.

Horário (h)	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00
Potência eólica real (MW)	0.865	1.580	1.580	2.051	1.187	0.608	0.865	1.187	1.580	0.865	0.865	1.187
Horário (h)	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
Potência eólica real (MW)	0.865	1.580	1.580	2.051	1.187	0.608	0.865	1.187	1.580	0.865	0.865	1.187

Tabela 13- Dados da potência real disponível pelo aerogerador N80 para o modelo

Horário (h)	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00
Caudal máximo para bombear (m³/s)	0.441	0.805	0.805	1.045	0.605	0.310	0.441	0.605	0.805	0.441	0.441	0.605
Horário (h)	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
Caudal máximo para bombear (m³/s)	0.605	0.310	0.441	0.605	0.605	0.805	1.045	1.274	1.274	1.274	1.274	0.805

Tabela 14- Caudal máximo disponível para bombear

Com base nos dados obtidos pelo dimensionamento de consumo e produção, desenvolveu-se o programa *Matlab*, presente nos Anexos 3 e 4, no qual se verifica quais as produções alocadas a cada fonte para colmatar as necessidades de carga da rede.

3.6 Definição de Barramentos da Ilha de Santa Maria

É relevante verificar que, no âmbito dos recentes apoios do Governo Português na área da micro e minigeração hídrica, fotovoltaica, eólica e de biomassa, as Ilhas são locais onde estes incentivos tiveram pouca adesão (cerca de 600 kW de potência instalados nos Açores e apenas 11 kW em Santa Maria). Estes são dados que representam a aposta nos combustíveis fósseis para estes locais [Certiel e EDP, 2012].

Sendo uma ilha de pequenas dimensões, os consumos são de pequena ordem. Existe um limite de cerca de 3500 kW, nas horas de ponta, em qualquer uma das estações. O período de análise para este estudo foi a estação de inverno. Com base nesta escolha, definiu-se o perfil de consumo a estudar, que se encontra representado na Tabela 15 e no Gráfico 9 [CRTDEERAA, 2012].

	Nível de tensão (kV)	Outono (19 de Outubro de 2011)						Inverno (14 de Dezembro de 2011)						
		Máximo			Mínimo			Máximo			Mínimo			
		P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	
Santa Maria														
Aeroporto - Santa Bárbara 1	10	0,86	0,48	0,99	0,42	0,46	0,63	0,82	0,50	0,96	0,52	0,34	0,62	
Aeroporto - Santa Bárbara 2	10	0,51	0,30	0,59	0,34	0,22	0,40	0,51	0,26	0,57	0,32	0,20	0,38	
Aeroporto 1	10	0,91	0,56	1,07	0,60	0,43	0,74	0,86	0,44	0,97	0,51	0,26	0,57	
Aeroporto 2	6	0,40	0,29	0,49	0,24	0,17	0,30	0,34	0,25	0,42	0,23	0,17	0,28	
Aeroporto 3	6	0,20	0,06	0,21	0,08	0,04	0,09	0,22	0,07	0,23	0,10	0,04	0,11	
Aeroporto 4	6	0,10	0,04	0,11	0,05	0,02	0,05	0,11	0,04	0,12	0,04	0,01	0,04	
Aeroporto 5	6	0,15	0,11	0,19	0,15	0,11	0,19	0,15	0,011	0,19	0,15	0,11	0,19	
Total		3,13	1,84	3,65	1,88	1,45	2,4	3,01	1,571	3,46	1,87	1,13	2,19	

Tabela 15 - Potência na rede de distribuição MT (Dias Típicos/ Estação do Ano) [CRTDEERAA, 2012]

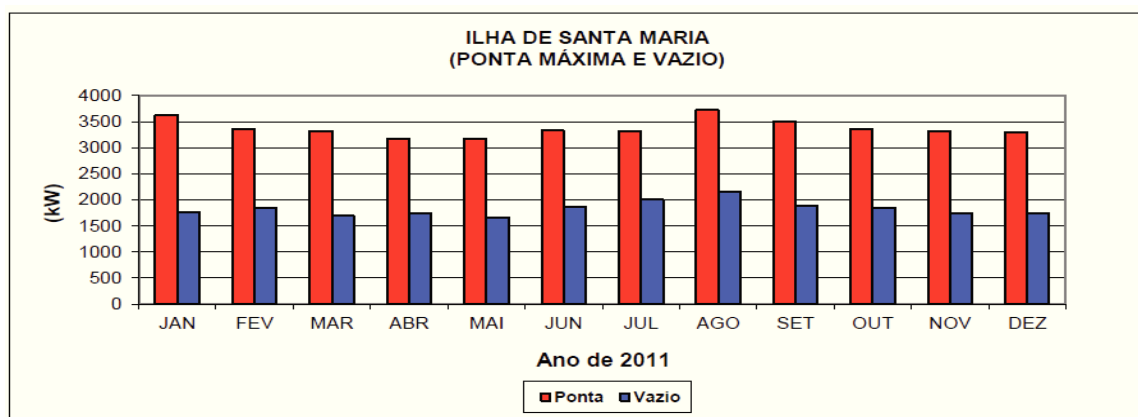


Gráfico 9 - Consumos em horas de ponta e vazio durante o ano de 2011 em Santa Maria [CRTDEERAA, 2012]

De forma a assegurar que as produções conseguem suprir as necessidades, é necessário atentar aos valores de potência ativa, reativa e aparente para cada uma das linhas nas quais estão ligadas as cargas a alimentar (Tabela 15).

Analisando a rede elétrica existente na ilha de Santa Maria, obtém-se um conjunto de linhas que se estendem a partir dos dois únicos centros de geração, a central termoelétrica do aeroporto e o parque eólico do Figueiral. Estes dois encontram-se na parte sudoeste da ilha, anexos à Vila do Porto, ao passo que, as linhas se estendem por toda a ilha em mais de 50 quilómetros. Daqui se depreende que existirão perdas de energia avultadas desde os pontos de produção até aos locais de consumo, sendo mais significativas em casos como o da zona Oeste da Ilha.

De modo a que seja possível reduzir as perdas nas linhas existentes e controlar os fluxos de potência, foram dimensionados e estruturados um conjunto de sistemas de geração de energia em locais distintos e distantes, junto aos pontos de consumo.

Tendo por base estes fatores, e numa tentativa de simplificar um pouco a rede a analisar, definiu-se um total de treze barramentos (Figura 7) dispersos por pontos estratégicos da ilha. Cada ponto de cruzamento entre linhas foi definido como um barramento, tentando-se abranger um comprimento de linha tal que dividisse equitativamente a distância entre um barramento e os adjacentes. Definiram-se, assim, os barramentos principais para a ilha e a respetiva rede reduzida (Figura 7).

Foram consideradas e desenhadas linhas equivalentes que unem os vários barramentos, constituindo a rede reduzida, de forma a obter a Tabela 16. Estas são uma sobreposição às maiores linhas existentes, pelo que se mantêm a estrutura da rede elétrica na ilha e as perdas (que serão semelhantes às que se verificam no caso real).

Como as linhas já se encontravam definidas anteriormente [CRTDEERAA, 2012] (Anexo 1), optou-se por utilizar os condutores que existiam com maior expressão na área definida para cada barramento. Na prática, utilizou-se o condutor de maior comprimento de entre os que se encontram dentro da área definida, sendo que, em caso de dúvida, se optou por utilizar a linha de cobre de 50 mm² a 10 kV (Tabela 16).

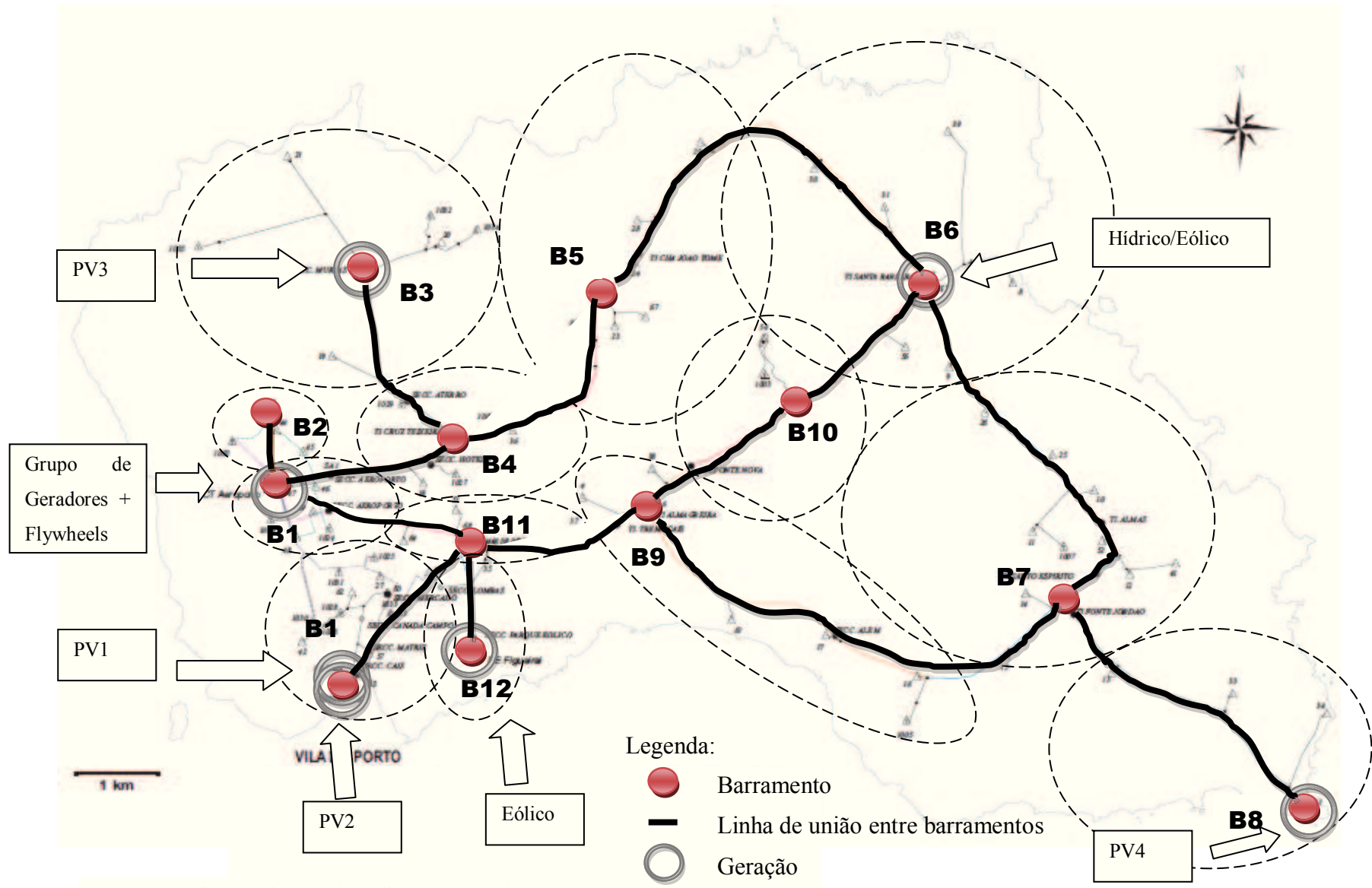


Figura 7 - Definição rede reduzida da ilha de Santa Maria

	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6	Bus 7	Bus 8	Bus 9	Bus 10	Bus 11	Bus 12	Bus 13
Cabo LXHIOV 70 mm ²		0,7											
Cabo LXHIOV 50 mm ²													
Cabo LXHIAV 70 mm ²													2,3
Cabo NKBY 70 mm ²													
Cabo NKBY 25 mm ²													
Linha CU 70 mm ²													
Linha CU 50 mm ²	2,7		1,5	3	4,2	5,7	6,2	3,4	6,8	2,5	3,7		
Linha CU 35 mm ²												1,3	
Linha CU 25 mm ²													

Tabela 16 - Comprimento (em km) dos condutores anexos a cada barramento

Com base no comprimento das linhas definidas na Tabela 16, é necessário obter as características dos cabos [CRTDEERAA, 2012], em termos de resistência (r), reactância (x) e admitância (b), sendo que estes últimos poderiam ser desprezados (Tabela 17). Determinam-se, assim, as perdas de energia na rede elétrica reduzida, com valores arredondados a 4 casas decimais.

Dados linhas 10 kV	r [Ω/km]	x[Ω/km]	b[S/km]	Dados linhas 6 kV	r[Ω/km]	x[Ω/km]	b[S/km]
Cabo LXHIOV 70 mm ²	0,5679	0,1102	0,0001	Cabo NKBY 70 mm ²	0,3206	0,0972	0,0001
Cabo LXHIOV 50 mm ²	0,8218	0,1180	0,0001	Cabo NKBY 25 mm ²	0,8698	0,1129	0,0001
Cabo LXHIAV 70 mm ²	0,5679	0,1102	0,0001	Cabo LXHIOV 70 mm ²	0,4430	0,1130	0,0001
Linha CU 70 mm ²	0,2737	0,3718	0				
Linha CU 50 mm ²	0,4022	0,3838	0				
Linha CU 35 mm ²	0,5608	0,3952	0				
Linha CU 25 mm ²	0,7333	0,4038	0				

Tabela 17- Condutores das redes de distribuição [adaptado de CRTDEERAA, 2012]

O nível de tensão das linhas foi obtido após a observação do tipo de condutor utilizado naquelas que se encontram ligadas aos barramentos e em maior expressão. Optou-se por, em caso de dúvida, escolher a maior tensão presente, como no Exemplo 1.

Exemplo 1: Bus 1 (Convergência de linhas Aeroporto-Santa Bárbara 1+Aeroporto-Santa Bárbara 2+Aeroporto2+Aeroporto 5, sendo que as duas primeiras têm uma tensão de 10 kV e as restantes 6 kV), pelo que se optou por utilizar a tensão de referência 10 kV.

De modo a obter os valores de resistência, reactância e admitância de cada linha anexa aos barramentos, é necessário multiplicar os dados da Tabela 16 (comprimento dos condutores em km) com os respetivos dados da Tabela 17 (características dos condutores em Ω/km). O

cálculo da resistência do barramento foi descrito no Exemplo 2 pela Equação 11, sendo que a reactância e admitância se calculam de modo similar. É de salientar que foram mantidos os valores de resistência da Tabela 16 para o cabo representativo dos que se encontram afetos aos barramentos, apesar de ser constituído por linhas de 6 e de 10 kV. Obtém-se, assim, a Tabela 18.

Exemplo 2: $r_{bus1} = L_{bus1} \times r_{linha}$ (Equação 11)

$$r_{bus1} = 2,7 \times 0,4022 \approx 1,09 \Omega$$

Onde:

L = Comprimento da linha em [km]

r = Resistência da linha em [Ω /km]

	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6	Bus 7
Tensão (kV)	10	6	10	10	10	10	10
r (Ω)	1,0859	0,3101	0,6033	1,2066	1,6892	2,2925	2,4936
x (Ω)	1,0363	0,0791	0,5757	1,1514	1,6120	2,1877	2,3796
b (S)	0	0,0001	0	0	0	0	0
	Bus 8	Bus 9	Bus 10	Bus 11	Bus 12	Bus 13	
Tensão (kV)	10	10	10	10	10	10	
r (Ω)	1,3675	2,7350	1,0055	1,4881	0,7290	1,3062	
x (Ω)	1,3049	2,6098	0,9595	1,4201	0,5138	0,2535	
b (S)	0	0	0	0	0	0,0002	

Tabela 18- Dados das linhas anexas a cada barramento (em SI)

Após obter os valores em unidades do sistema métrico (Tabela 18), é necessário efetuar a conversão para p.u. (Equação 16), uma vez que o *software Matpower* utilizado para simular os fluxos de potência apenas aceita este tipo de unidades (Tabela 19).

A conversão tem por base a utilização de valores de referência que serão usados para ajustar os restantes (Exemplo 3 e Equação 12).

Exemplo 3: De modo a obter a tensão de referência (em p.u.), é necessário recorrer a uma tensão base e a uma potência base, esta última considerada de 10 MW.

No caso da tensão base ser 10 kV calcula-se o fator de conversão:

$$V_b[\text{pu}] = \frac{V_b^2 [\text{V}]}{S_b} \quad (\text{Equação 12})$$

$$V_b[\text{pu}] = \frac{10.000^2}{10.000.000} = 10$$

No caso da tensão base ser 6 kV calcula-se o fator de conversão:

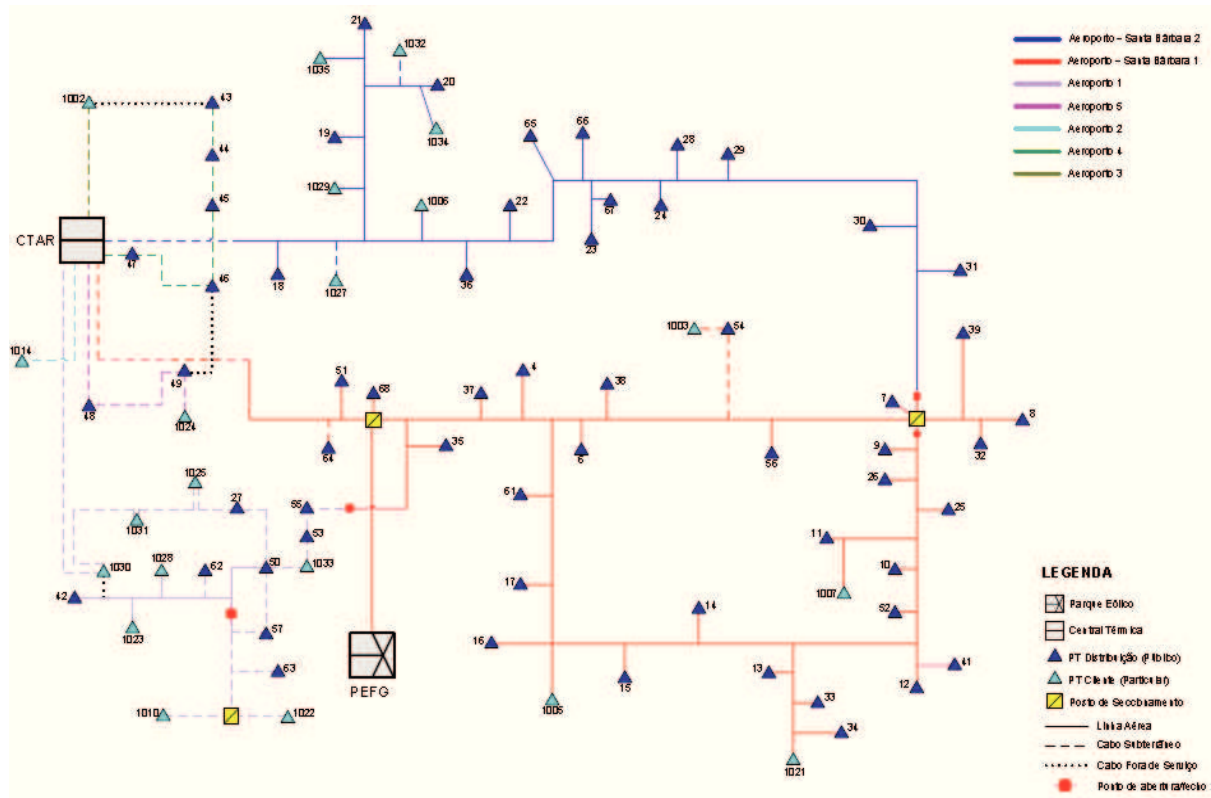
$$V_b[\text{pu}] = \frac{6.000^2}{10.000.000} = 3,6$$

	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6	Bus 7
Tensão (kV)	10	6	10	10	10	10	10
r (p.u.)	0,1086	0,0861	0,0603	0,1207	0,1689	0,2293	0,2494
x (p.u.)	0,1036	0,0220	0,0576	0,1151	0,1612	0,2188	0,2380
b (p.u.)	0	0	0	0	0	0	0
	Bus 8	Bus 9	Bus 10	Bus 11	Bus 12	Bus 13	
Tensão (kV)	10	10	10	10	10	10	
r (p.u.)	0,1367	0,2735	0,10055	0,1488	0,0729	0,1306	
x (p.u.)	0,1305	0,2610	0,09595	0,1420	0,0514	0,0253	
b (p.u.)	0	0	0	0	0	0	

Tabela 19 - Dados das linhas anexas a cada barramento (em p.u.)

3.7. Cargas nos Barramentos

Na definição da rede elétrica, é necessário verificar qual a potência disponível para colmatar os consumos por parte dos consumidores. Optou-se por utilizar um método que se baseia na quantidade de Postos de Transformação (PTs) afetos a cada barramento, presentes na Figura 7 e no Esquema 4 [CRTDEERAA, 2012].



Esquema 4 - Esquema unificar da rede de distribuição MT (Ano 2011) da ilha de Santa Maria [CRTDEERAA, 2012]

Os dados necessários encontram-se na Tabela 20, na qual se apresentam as linhas definidas pela EDA com os respetivos níveis de tensão, a potência máxima verificada e o fator de utilização. São ainda discriminados os PTs de cada linha e os valores de potência aparente, potência ativa e reativa, além do período considerado no desenvolvimento deste estudo.

Com base na Tabela 20, nos Anexos 1 e 2 e no Esquema 4, foi desenhada uma nova tabela (Tabela 21), onde se colocaram os dados dos PTs afetos a cada barramento. Existiu a necessidade de fazer aproximações, uma vez que os barramentos considerados são teóricos e não são disponibilizados dados de potência aparente por PT, mas sim no total de PTs anexos a cada linha. Foi assim considerada a aproximação da Equação 13 colocada no Exemplo 4.

Inverno (14 de Dezembro de 2011)															
	Nível de Tensão (kV)	Potência Máxima Verificada (kVA)	Fator de utilização (%)	PTD (Distribuição)			PTC (Cliente)			Valores Máximos Verificados no pior mês					
				N.º	S [kVA]	S por PT [kVA]	N.º	S [kVA]	S por PT [kVA]	P [kW]	P (Média) [kW]	Q [kVAr]	Q (Média) [kVAr]	S (kVA)	FP
Aeroporto/Santa Bárbara 1	10	1195	41,8	29	3943	136	4	425	106	820	25	500	15	960	0,854
Aeroporto/Santa Bárbara 2	10	709	17,1	15	1680	112	6	1470	245	510	24	260	12	570	0,895
Aeroporto 1	10	1360	37,4	8	2705	338	8	2425	303	860	54	440	28	970	0,887
Aeroporto 2	6	198	14,6				1	400	400	340	340	250	250	420	0,810
Aeroporto 3	6	605	27,7				1	400	400	220	220	70	70	230	0,957
Aeroporto 4	6	232	9,9	5	1310	262				110	22	40	8	120	0,917
Aeroporto 5	6	121	5,2	2	330	165	1	160	160	150	50	110	37	190	0,789
Total				59	9968		21	5280		3010		1670		3460	

Tabela 20 - Dados das linhas existentes [CRTDEERAA, 2012]

Exemplo 4: $PTD_{med} = \frac{S}{NDL}$ (Equação 13)

$$PTD_{med} = \frac{9968}{59} \approx 169 \text{ kVA}$$

$$PTC_{med} = \frac{S}{NCL}$$

$$PTC_{med} = \frac{5380}{21} \approx 251 \text{ kVA}$$

Onde:

S = Potência aparente em kVA

PTC = Potência aparente nos PTs de clientes

PTD = Potência aparente nos PTs de distribuição

NCL = Número de PTs de clientes das linhas

NDL = Número de PTs de distribuição das linhas

Com a potência média aparente nos PTs das linhas, calcula-se a potência aparente nos PTs dos Barramentos. (Exemplo 5 e Equação 14)

Exemplo 5: $S_{med} = PTD_{med} \times NDB$ (Equação 14)

$$S_{med} \approx 169 \times 4 \approx 676 \text{ kVA}$$

$$S_{med} = PTC_{med} * NCB$$

$$S_{med} \approx 251 * 2 \approx 503 \text{ kVA}$$

Onde:

NCB = Número de PTs de clientes aos barramentos

NDB = Número de PTs de distribuição aos barramentos

Para obter a potência ativa e reativa dos barramentos, é necessário conhecer quais as linhas que os alimentam. Após conhecer esses dados, foi calculado o número total de PTs de distribuição e de cliente, em cada barramento, e multiplicou-se esse valor pela carga média por PT, necessária para alimentar cada linha (Exemplo 6 e Equação 15).

Exemplo 6: Para análise do barramento 1

$$P_{med} = \frac{PM_{A-SB1} + PM_{A-SB2} + PM_{A2} + PM_{A5}}{N} \quad (\text{Equação 15})$$

$$P_{med} = \frac{25 + 24 + 350 + 50}{4} \approx 255 \text{ kW}$$

Onde:

PM_{A-SB1} = Potência Média por PT na Linha Aeroporto-Santa Bárbara 1

PM_{A-SB2} = Potência Média por PT na Linha Aeroporto-Santa Bárbara 2

PM_{A2} = Potência Média por PT na Linha Aeroporto2

PM_{A5} = Potência Média por PT na Linha Aeroporto5

N = Número de linhas consideradas

	Nível de Tensão (kV)	PTD		PTC		Número total de PT's	Cargas nos barramentos		Porcentagem de potência equivalente a cada barramento (%)	Linhas afetas aos barramentos
		N.º	S(kVA)	N.º	S(kVA)		P(kW)	Q(kVAr)		
Barramento 1	10	4	676	2	503	6	225	155	9	Aeroporto/Santa Bárbara 1+Aeroporto/Santa Bárbara 2+Aeroporto 2+Aeroporto 5
Barramento 2	6	3	507	1	251	4	484	156	12	Aeroporto 3 + Aeroporto 4
Barramento 3	10	3	507	3	754	6	146	74	4	Aeroporto/Santa Bárbara 2
Barramento 4	10	3	507	3	754	6	146	74	4	Aeroporto/Santa Bárbara 2
Barramento 5	10	7	1183	0	0	7	170	87	4	Aeroporto/Santa Bárbara 2
Barramento 6	10	7	1183	0	0	7	172	96	3	Aeroporto/Santa Bárbara 1 + Aeroporto/Santa Bárbara 2
Barramento 7	10	9	1521	1	251	10	248	152	6	Aeroporto/Santa Bárbara 1
Barramento 8	10	3	507	1	251	4	99	61	2	Aeroporto/Santa Bárbara 1
Barramento 9	10	6	1014	1	251	7	174	106	4	Aeroporto/Santa Bárbara 1
Barramento 10	10	1	169	1	251	2	50	30	1	Aeroporto/Santa Bárbara 1
Barramento 11	10	4	676	0	0	4	99	61	24	Aeroporto/Santa Bárbara 1
Barramento 12	10	1	169	0	0	1	25	15	6	Aeroporto/Santa Bárbara 1
Barramento 13	10	8	1352	8	2011	16	860	440	21	Aeroporto 1
Total		59	6082	21	2514	80	2898	1507		

Tabela 21 - Dados dos barramentos definidos

Analisando a tabela que se obteve, verifica-se que o somatório das cargas em potência ativa e reativa não são exatamente correspondentes aos da Tabela 21. A razão desta disparidade é a utilização de aproximações no Exemplo 5, pelo que se optou por somar o valor remanescente ao primeiro barramento, visto que é o que dispõe da segunda maior capacidade de geração, pois é aqui que se encontram os grupos de geradores "Diesel" e as *flywheels*, sendo também um dos que apresenta maior percentagem de consumo (Exemplo 7, Equações 16 e 17).

Exemplo 7:

$$\Delta = PTL - PTB \tag{Equação 16}$$

$$\Delta = 3010 - 2898 = 112 \text{ kW}$$

$$P_{TB1} = P_{B1} + \Delta \tag{Equação 17}$$

$$P_{TB1} = 225 + 112 = 337 \text{ kW}$$

Onde:

PTL = Potência Ativa Total nas Linhas em kW

PTB = Potência Ativa Total nos Barramentos em kW

P_{TB1} = Potência Ativa Total no Barramento 1 em kW

P_{B1} = Potência Ativa no Barramento 1 em kW

Assim sendo, altera-se a Tabela 21, colocando-se os valores obtidos nas Equações 16 e 17 no barramento 1, tal como apresentado na Tabela 22.

	Nível de Tensão (kV)	PTD		PTC		Número total de PT's	Cargas nos barramentos	
		N.º	S(kVA)	N.º	S(kVA)		P(kW)	Q(kVAr)
Barramento 1	10	4	676	2	503	6	337	318

<u>Linhas afetas aos barramentos</u>	
Aeroporto/Santa Bárbara 1+Aeroporto/Santa Bárbara 2+Aeroporto 2+Aeroporto 5	

Tabela 22 - Alteração do barramento 1 da tabela 25

Após a obtenção da Tabela 21 corrigida pela 22, os dados são inseridos no *Matpower* (anexo 5) para que seja possível verificar os trânsitos de potência na rede reduzida e realizada uma estimativa das perdas existentes.

3.8 Potência Ativa e Reativa

Através do dimensionamento anterior, obteve-se a potência aparente disponível para a rede elétrica. No entanto, para efetuar a análise em *Matpower*, é necessário determinar qual o fator de potência (φ) associado à carga (Equação 18, 19 e 20 e Exemplo 8).

Para tal, analisaram-se os valores fornecidos pela EDA [CRTDEERAA, 2012], através de uma média dos valores de potência ativa e aparente da rede existente, obtida a partir da Tabela 23.

Potências na rede de distribuição MT (Ponta Máxima e Vazio Mínimo)							
Saída MT	Nível de Tensão (kV)	Ponta (16 de agosto de 2011)			Vazio (15 de maio de 2011)		
		P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)
Aeroporto - Santa Bárbara 1	10	1,05	0,56	1,20	0,34	0,22	0,10
Aeroporto - Santa Bárbara 2	10	0,61	0,36	0,71	0,29	0,18	0,34
Aeroporto 1	10	1,21	0,62	1,36	0,46	0,30	0,55
Aeroporto 3	6	0,46	0,33	0,57	0,24	0,17	0,30
Aeroporto 4	6	0,19	0,09	0,21	0,07	0,04	0,08
Aeroporto 5	6	0,11	0,05	0,12	0,03	0,01	0,03
Aeroporto 2	6	0,16	0,12	0,20	0,16	0,12	0,20

Tabela 23 - Valores de carga máxima e mínima nos dias de ponta máxima e vazio mínimo [CRTDEERAA, 2012]

$$\varphi = \cos^{-1} \left(\frac{P}{S} \right) \quad (\text{Equação 18})$$

onde:

P - Potência ativa (MW)

S - Potencia aparente (MVA)

Q - Potência reativa (MVar)

Exemplo 8: Linha Aeroporto - Santa Bárbara 1

$$\varphi = \cos^{-1} \left(\frac{0,61}{0,71} \right) \approx 0,51 \text{ rad}$$

Foi, assim, considerado um ângulo de fator de potência aproximado de 0,5 radianos. Como a carga na rede considera potência ativa, os valores de carga obtidos no Gráfico 3 já consideram o coseno do coeficiente φ .

$$P=V.I.\cos(\varphi) \quad (\text{Equação 19})$$

$$P \approx VI.0,88$$

Obteve-se o coeficiente considerado para a energia ativa da rede (0,88).

Assim, para determinar qual a energia reativa solicitada, é necessário a energia reativa em função da energia ativa:

$$P=V.I.\cos(\varphi)$$

$$\Leftrightarrow VI = \frac{P}{\cos(\varphi)}$$

$$Q=V.I.\sin(\varphi) \quad (\text{Equação 20})$$

$$\Leftrightarrow Q = \frac{P}{\cos(\varphi)} \sin(\varphi)$$

$$\Leftrightarrow Q = P \cdot \tan(\varphi)$$

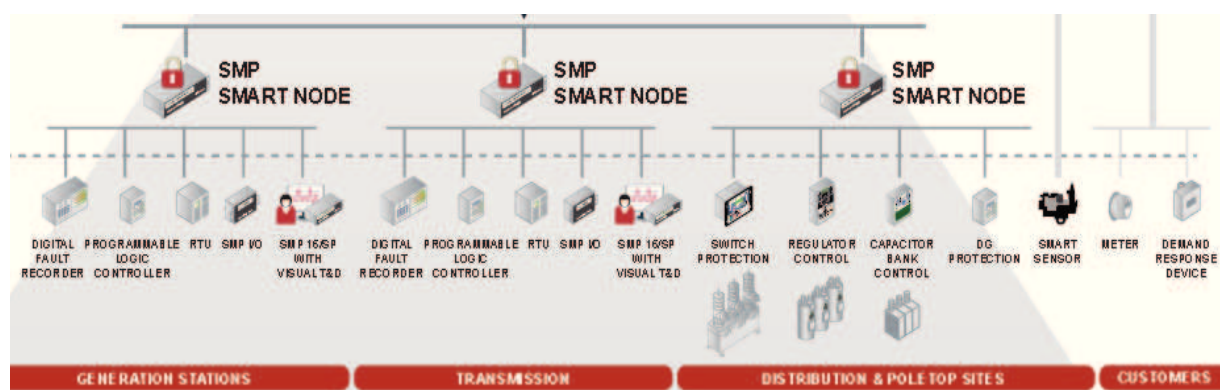
$$\tan(\varphi) \approx 0.55$$

Este será o valor a multiplicar ao da carga do Gráfico 4 para obter a potência reativa para as várias horas do dia, colocadas no Anexo 5.

3.9- Equipamentos de Gestão

A gestão de uma *smart grid*, tal como enunciado anteriormente, é efetuada desde a produção até ao cliente final. Entre os vários tipos de equipamento utilizados, podemos identificar funções como a medição, harmonização, conversão e monitorização da rede [Wang et al., 2011].

Seguindo a arquitetura anteriormente enunciada na secção 2.3, é possível dividir os equipamentos de operação e controlo, como indicado no Esquema 5. Este trabalho tem por base a gestão da produção, transporte e distribuição, tendo em conta os consumos existentes. Assim, o controlo dos consumos não foi considerado, pelo que os equipamentos apresentados na secção 3.9.4 são indicados meramente para referência (o contador é essencial para comunicação com os controladores dos PTs, mas os restantes não são necessários).



Esquema 5 - Operação e controlo de sistemas *smart grid*, [Cooper Power Systems, 2013]

3.9.1 Produção

Os sistemas de produção considerados são os dimensionados na secção 3.5.

Praticamente todas as fontes de produção baseadas em energias renováveis não produzem uma tensão alternada compatível com a rede de distribuição, sendo assim necessários conversores e inversores para a interligação com a rede. Estes podem incorporar servidores web para que seja possível a obtenção remota de dados da energia produzida e injetada, assim como do período de funcionamento e produção a potência máxima [Danfoss, 2012]. Serão ainda necessárias estações meteorológicas constituídas por piranómetros e anemómetros, ligadas a sistemas de aquisição de dados. Os principais fabricantes consultados foram a *Cooper Power Systems*, *C&S Electric Company*, a *Toshiba*, a *Siemens* e a *ABB*. Os principais equipamentos de análise e controlo da produção encontram-se exemplificados na Tabela 24.





	Equipamento	Descrição	Imagem
Equipamentos de análise e controlo da produção	Inversor (com ou sem transformador)	Inversor de corrente contínua (DC) para alterna (AC), com a possibilidade de aumentar ou diminuir a tensão, conforme pretendido, dentro de valores limite do próprio inversor.	 [Siemens, 2012]
	Regulador automático	Regulador de tensão automático até um limite de 1000 V em DC.	 [Cooper Power Systems, 2013]
	Anemómetro	Instrumento mecânico conectado a sensores eletrónicos para medir a velocidade do vento.	 [ED, 2013]
	Piranómetro	Aparelho utilizado para medir a irradiação solar incidente.	 [MC Meteo Control, 2013]

Tabela 24 - Equipamentos de análise e controlo da produção

3.9.2 Subestação

É necessária a existência de aparelhos de proteção da subestação, alguns presentes na Tabela 25, nomeadamente conversores, módulos de supervisão e baterias [EDP Distribuição - Energia S.A., 2007]. Podem ser utilizados condensadores para controlar energia reativa. Os reguladores de tensão atuam sobre os condensadores para controlar os níveis de tensão enviados na distribuição e harmonizar os mesmos [C&S Electric Limited, 2013]. Existem ainda seccionadores, relés automáticos, descarregadores de sobretensão e disjuntores que permitem uma rápida resposta na proteção e no controlo da energia, quando conectados a servidores da subestação e TI (transformadores de corrente) para analisar e contar energia [Li e Wang, 2011].

	Equipamento	Descrição	Imagem
Equipamentos de análise e controlo da subestação	Transformadores da subestação	Transformadores de energia para elevar ou diminuir a tensão.	 [C&S Electric Limited, 2013]
	Arquitetura NRI-TMS	Um dos <i>softwares</i> SCADA utilizado nas subestações para monitorização.	 [Shahbazi e Vadiati, 2011]
	Controlador de condensadores para subestação	Equipamentos utilizados para gerir os condensadores da subestação. São usados para corrigir o fator de potência e transmitir informações sobre a energia e potência das linhas para um <i>software</i> SCADA.	 [C&S Electric Limited, 2013]
	Gateway de aquisição de dados	Equipamento para armazenamento de dados dos fluxos de energia entre a produção e a subestação.	 [C&S Electric Limited, 2013]

Tabela 25 - Equipamentos de análise e controlo da subestação

3.9.3 Distribuição

No caso da distribuição, terá de existir um controlador nos transformadores (Tabela 26), que fará a verificação da energia que existe no ramal e da solicitada pelo consumidor. Já os reguladores automáticos servem para analisar, medir, proteger as redes de distribuição e controlar os disjuntores (Tabela 26).

Existem indicadores de falhas e perdas na rede, que se traduzem por equipamentos com sensores mecânicos ou eletrónicos para medir as condições atmosféricas e da energia que passa nas linhas, enviando informação de erro por meio de mensagem para o servidor, como presente no Esquema 6 [Mokhtarpour et al., 2011].



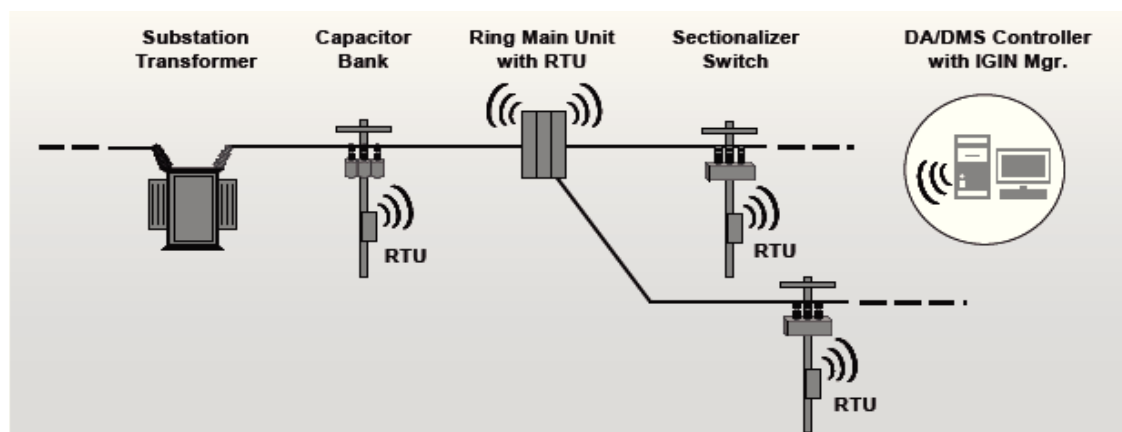
	Equipamento	Descrição	Imagem
Equipamentos de análise e controlo da Distribuição	Controlador de condensadores para controlo nas linhas de distribuição (sistema <i>wireless</i> incorporado)	Sistema acoplado aos condensadores para controlar energia reativa. Permite controlo e envio de dados <i>wireless</i> , com a possibilidade de acoplar uma fonte externa para gerir este controlo.	 [C&S Electric Limited, 2013]
	Sensor de linhas ou Indicador de falha	Indicadores de pontos quentes, falhas nas linhas e sobretensões. São sensores que se colocam nos cabos, onde se movem para informar a estação, via <i>wireless</i> , caso exista algum problema.	 [Cooper Power Systems, 2013]
	Transformador de distribuição	Transformadores abaixadores de tensão para responder às necessidades dos consumidores finais.	 [Cooper Power Systems, 2013]
	Controlador do transformador de distribuição	Equipamento desenvolvido pela EFACEC e ISEP, para estabelecer a comunicação entre os transformadores e os contadores inteligentes.	 [Messias, 2009]

Tabela 26 - Equipamentos de análise e controlo da distribuição



Esquema 6 - Comunicação entre os vários equipamentos de gestão da distribuição [Mokhtarpour et al., 2011]

3.9.4 Consumo

A jusante da produção existe o consumidor final pelo qual é solicitada a energia. É necessário existir algum tipo de *smart meter*, ou seja, contadores inteligentes da energia. Estes devem permitir a contagem, além da solicitação de energia, também da injeção oriunda de uma possível produção descentralizada. São o único equipamento, a nível de consumo, necessário para este trabalho, uma vez que os restantes são utilizados para gestão dos consumos nas moradias.

Os termóstatos programáveis, *displays* de demonstração dos fluxos de energia, assim como tomadas inteligentes, unidas ao sistema de monitorização, são usados para gerir consumos. Nestes casos, as próprias tomadas podem fornecer informações via *wireless* [Choi e Hong, 2011] do tipo de energia que estão a utilizar, as horas de funcionamento e o tipo de carga, semelhante aos sistemas bi-horários (Tabela 27) [Kunold et al., 2011].

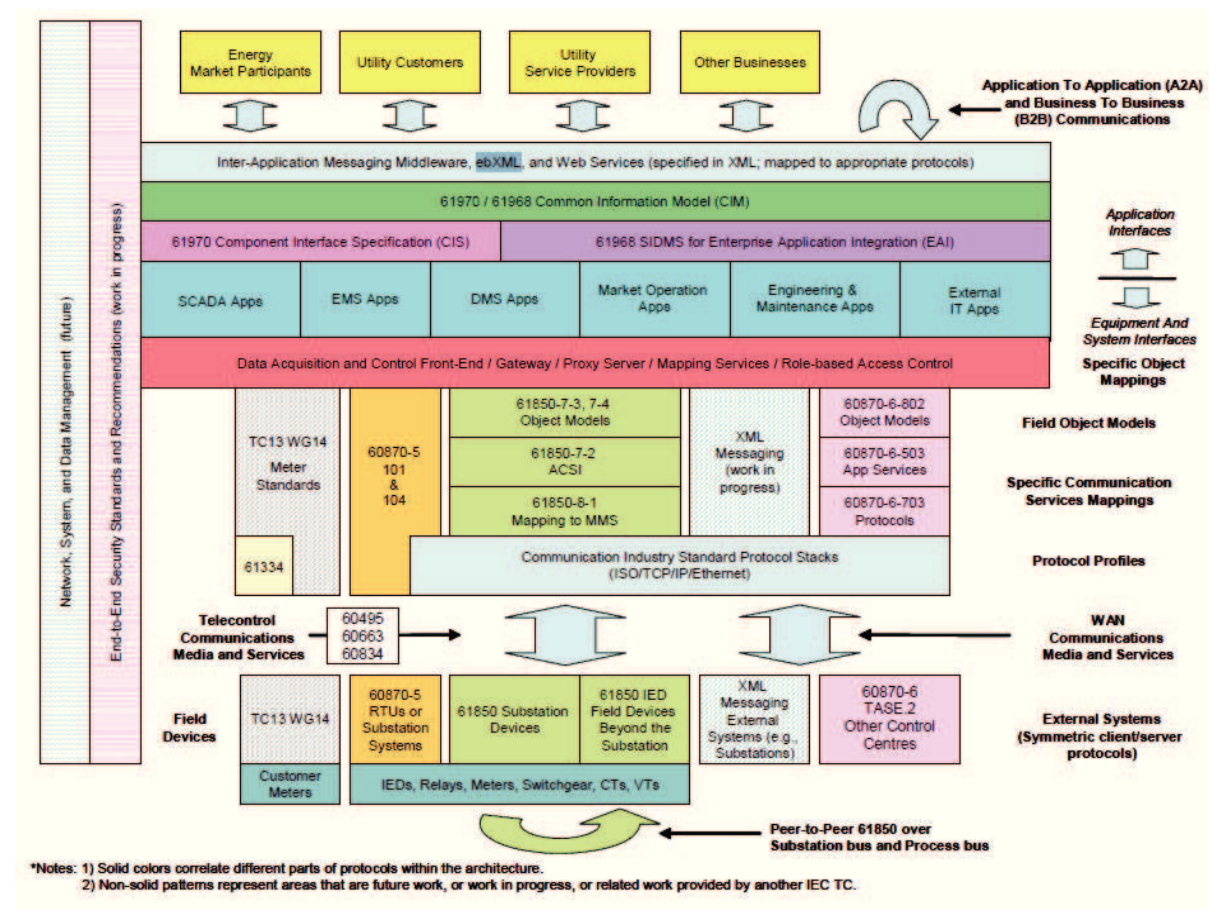
	Equipamento	Descrição	Imagem
Equipamentos de análise e contagem do consumo	Contador bidirecional	Contador de energia digital com comunicação GSM integrada ou externa (dependendo do aparelho). Permite medir os consumos e a possível produção local	 [Janzce, 2013]
	Equipamento	Descrição	Imagem
Equipamentos de análise e controlo do consumo nas moradias (não utilizados para este trabalho, sendo meramente indicativos da sua existência)	Monitorização das fontes de alimentação	<i>Software</i> ligado a um <i>chip</i> , colocado nas tomadas, que permite gerir o funcionamento dos aparelhos e regular consumos e produções	 [Kunold et al., 2011]
	<i>Chip</i> de controlo do consumo	Um dos sistemas de monitorização, que permite analisar o consumo	 [Choi e Hong, 2011]
	Termóstatos programáveis	Termóstatos para regular o funcionamento de aparelhos de climatização	 [Cooper Power Systems, 2013]
	Tomadas de energia inteligentes	Tomadas que permitem ajustar os horários de funcionamento e verificar qual o custo da energia. LED vermelho, representa custo em ponta, amarelo, o custo em cheia e verde, custo em vazio	 [Cooper Power Systems, 2013]

Tabela 27 - Equipamentos de análise e controlo do consumo

3.10- Software de Gestão

De modo a assegurar o correto funcionamento dos equipamentos de gestão, é necessário recorrer a *software* que os analisem e controlem. A rede elétrica existente em Santa Maria não possui qualquer controlo da gestão da produção, transporte e distribuição. Seria, então, necessário implementar um dos sistemas apresentados em seguida que o permitisse fazer.

Os *softwares* de gestão de uma *smart grid* são distintos, dependendo do tipo de controlo. Podem ser definidos como controlos *GIS* (*geospatial information systems*) sistemas de informação geoespacial que têm por base o mapeamento e obtenção de dados dos vários sistemas de aquisição via satélite ou controlo no próprio edifício (*Ethernet* ou rede de telefones, por exemplo), tal como apresentado nas normas de controlo e sistema de comunicação representados no Esquema 7 [retirado de IEC SMB Smart Grid Strategic Group (SG3), 2010].



Esquema 7 - Sistemas de gestão de uma *smart grid*, [IEC SMB Smart Grid Strategic Group (SG3), 2010]

Os protocolos utilizados para transmissão de dados têm por base o envio de informação pela internet. Estes estipulam que devem existir diferentes géneros de comandos, em que cada

secção é controlada pelos seus próprios servidores. Desta forma, cria-se uma estrutura de controlo em que toda a rede se encontra conectada, no entanto, os atuadores são independentes. Na prática, existirá um conjunto de equipamentos para aquisição de dados, transporte e armazenamento dos mesmos, apresentação e atuação (Figura 8) [Gaviano e Dirmeier, 2012].

Os sistemas *SCADA* são utilizados, principalmente, para gestão industrial (Figura 9). É um sistema que requer um operador, pois tem por cerne a construção do processo numa interface, que permita ajustar os controladores com base nos sistemas de aquisição [Gaviano e Dirmeier, 2012]. Com a interligação do sistema, é possível que seja gerado um alerta, não só por mensagem, mas também visual, de qual o sensor ou atuador que tem problemas. O problema pode ser resolvido através de uma ação de um operador físico ou de um controlo regenerativo por algoritmos desenhados para o sistema em questão [Wang et al., 2011].

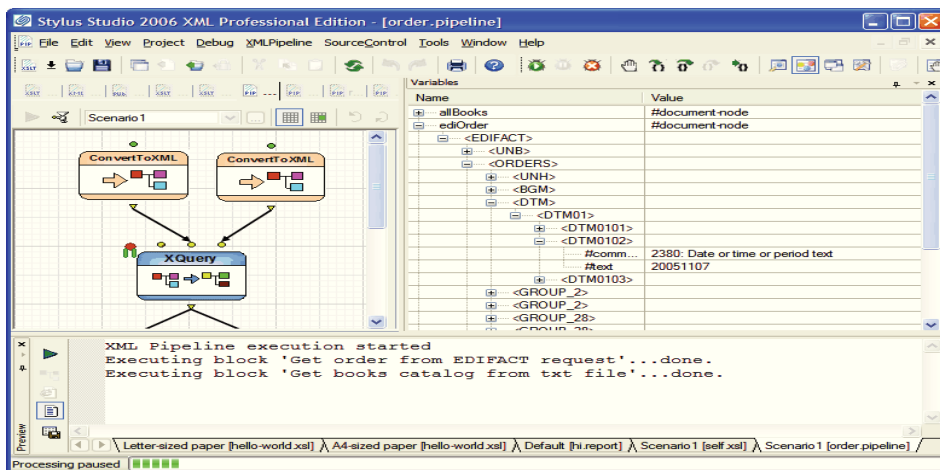


Figura 8 - Exemplo de *software* ebXML [Stylus Studio, 2012]

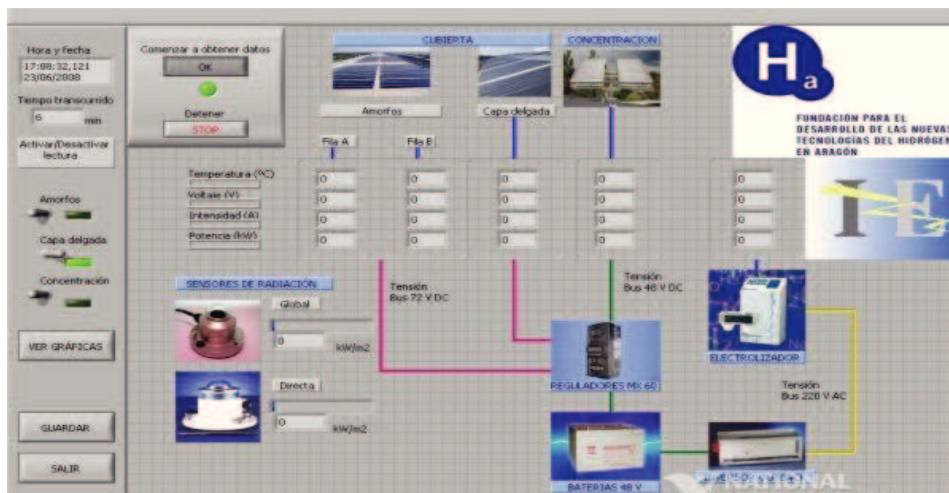


Figura 9 - Exemplo de *software* SCADA [National Instruments, 2011]

3.11. Análise Económica das Fontes de Produção

A análise económica dos vários sistemas tem por base os seus custos. Não só de investimento inicial, mas também a redução pela poupança inerente ao uso de uma fonte de energia que não necessite de combustível fóssil, comparativamente a uma que necessita. Os custos de manutenção e operação também devem ser considerados, de modo a obter a melhor relação custo/benefício possível.

Assim, utilizaram-se as Equações 21, 22, 23 e 24, de forma a unir as várias variáveis representativas dos custos numa só [Castro, 2011].

3.11.1 Custo da Energia Considerando o Investimento Inicial

$$c = \frac{D_a}{E_a} = \frac{i' \times I_t + C_d \times E_a}{E_a} \quad (\text{Equação 21})$$

Onde:

D_a = Despesas Anuais [€]

E_a = Produção Anual [MWh]

i' = Encargos anuais referidos (ou em percentagem) do investimento total [%]

I_t = Investimento Total [€]

C_d = Custo unitário diverso de Operação e Manutenção [E/MWh]

3.11.2 Custo da Energia Considerando o Funcionamento dos Sistemas

$$h_a = \frac{E_a}{P_i} \quad (\text{Equação 22})$$

Onde:

h_a = Utilização anual de potência instalada (h)

P_i = Potência instalada em (MW)

I_{01} = Custo do investimento por unidade de potência instalada ou investimento inicial (€/MWh)

$$c = \frac{i' \times I_{01}}{h_a} \quad (\text{Equação 23})$$

Através da junção da Equação 22 e 23, obteve-se a Equação 24, considerada para análise no *software Matlab*:

$$c = \frac{i' \times I_{01}}{\frac{E_a}{P_i}}$$

$$\Leftrightarrow c = \frac{i' \times I_{01} \times P_i}{E_a} \quad (\text{Equação 24})$$

3.11.3 Caso do Recurso "Diesel" (exceção aos restantes):

Sendo a única fonte dependente de um recurso combustível, que é queimado para a sua produção, os grupos "Diesel" obrigam a que seja constantemente despendido um valor para obtenção da sua potência disponível [Set Diesel Generator, 2013].

De forma a calcular o consumo para a potência disponível que se manteve:

P=1030 ; Potência Instalada de cada gerador [kW]

C=260 ; Consumo de um gerador "Diesel" 1030 kW [l/h]

Custo da mistura fuel óleo (ou outros derivados de petróleo) estimado em 1€ por litro, uma vez que os geradores tanto utilizam um como outro para a combustão. Valor baseado na média dos vários Países Europeus [Rüdenauer et al., 2006], o que equivale a 260€ por MWh de energia.

3.12. Custos

De modo a analisar a viabilidade da aplicação dos sistemas projetados e estudados para a ilha de Santa Maria, foi necessário obter valores para os vários sistemas e equipamentos existentes (para analisar o custo por MW de produção) e para os novos sistemas a aplicar [Castro, 2011] e [Budischaket al., 2013].

A análise baseou-se num estudo de mercado e na consulta de várias fontes que, pelo facto de exigirem sigilo nas consultas e cotações entregues, serão aqui representadas por uma Empresa fictícia, a “Enerstation”. Os valores indicados não apresentam IVA incluído.

3.12.1 Sistemas de Produção

3.12.1.1 Geradores "Diesel"

Os grupos "Diesel" que foram considerados foram os geradores de 1030 kW. Mantendo o fabricante indicado no site da EDA, a empresa CAT, foi escolhido o modelo 3512, com potência de 1250 kVA (o que se converte em aproximadamente 1000 kW. Uma vez que o modelo presente na Tabela 1 e na Figura 7 se encontra descontinuado, foi considerado que se manteria a potência nominal de 1030 kW de outro modelo). Com o respetivo contentor de armazenamento e unidade de insonorização, obteve-se um preço estimado de cerca de 230.000€ por unidade [Set Diesel Generator, 2013].

Nos dados de Custo por MW dos Geradores, o investimento inicial foi de 230.000€ por MW.

3.12.1.2 *Flywheels*

As *flywheels* são sistemas modulares que foram estudados para se conectar aos grupos "Diesel". São sistemas de armazenamento, que garantem autonomia à rede e um modo de assegurar que, em caso de ser necessário desativar os geradores, existe uma transição sem falhas entre a energia fornecida pelos geradores (cujo arranque e paragem é muito rápido) e as fontes renováveis, essencialmente a hídrica, que necessita de algum tempo para começar a produzir à capacidade máxima.

Foram várias as marcas consultadas, mas a que ofereceu uma solução que melhor se adaptaria ao caso de estudo foi a POWERTHRU, com unidades modulares de 200 kW, com um custo de 78.000 € cada, pelo que seriam necessárias cinco destas unidades [Powerthru, 2013].

Nos dados de Custo por MW das *flywheels*, o investimento inicial considerado foi de 390.000€ por MW de potência instalada [Schroeder, 2011].

3.12.1.3 Fotovoltaico

O sistema considerado baseou-se em marcas Europeias, nomeadamente painéis Atersa (Espanhóis), modelo A-240 policristalinos [Atersa (Grupo Elecnor), 2012], inversores Danfoss (Alemães) TLX 10 kW [Danfoss, 2012] e estrutura de fixação em alumínio.

O preço final de cada sistema seria de 450.000€.

Nos dados de Custo por MW dos sistemas fotovoltaicos, o investimento inicial considerado foi de 1.800.000€ por MW de potência instalada. Budischak, Cory et al. (2013)

3.12.1.4 Eólico

A *smart grid* estudada teve como pressuposto a continuidade das três turbinas eólicas existentes. Tal como indicado pela EDA, as turbinas de 300 kW (nominal) são da marca Enercon, modelo E-30 (atual modelo E-33) [Enercon, 2009]. De modo a comparar o custo das turbinas com as restantes tecnologias, o preço final estimativo seria de 304.000€ por unidade, o que faria um total de 912.000€ por cerca de 1 MW (aproximação) [Budischaket al., 2013].

3.12.1.5 Hídrico/Bombagem

A integração de um sistema hídrico com bombagem é considerada importante para permitir a existência de armazenamento e o aproveitamento do excedente de produção da energia eólica.

Será, então, necessário considerar o investimento da instalação de uma central mini-hídrica com uma turbina de Pelton de 2 MW, sugerido pela análise do Gráfico 10 (apesar de a de Francis também poder ser utilizada). O investimento seria de 10.000.000€, com o modelo da Andritz [Andritz Hydro, 2009] e uma bomba com potência suficiente para uma altura de 200 metros, com um caudal limite de (1,3 m³/s). Foi considerada a RPH da KSB [KSB, 2012], alimentada pela turbina eólica da Nordex quando as cotas mínima da albufeira for alcançada, e que tem uma potência máxima de 3,2 MW para bombear a 285 m de altura com um caudal próximo do limite. Como a altura é menor, não será atingida a potência máxima.

A turbina eólica considerada foi o modelo Nordex N-80 de 2,5 MW, com um custo de 2.280.000€ [Nordex, 2012]. Assim sendo, a potência disponível para bombear seria a que advém da energia do sistema eólico em casos de necessidade de bombagem. Estas situações ocorrem quando for alcançada a cota mínima da albufeira ou o custo de bombear for menor que o de turbinar [Budischaket al., 2013].

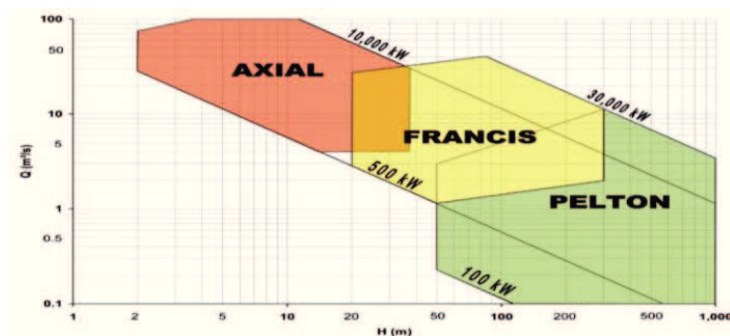


Gráfico 10 - Tipo de turbina a utilizar com base no caudal e na queda existente [Andritz Hydro, 2009]

3.12.2 Operação/Manutenção

Os custos de operação e manutenção considerados para os vários sistemas tiveram por base a percentagem anual média de 10% do investimento, contabilizando salários e possíveis operações de substituição de equipamentos ou peças [Castro, 2011].

3.12.3 Substituição das Linhas

Um dos casos a considerar seria a substituição dos condutores de menor secção (NKBY25, CU25, 35 e 50 por CU70). Acarretaria assim o custo por quilómetro em CU70 de 29000€ (41 km equivalem a 214600€). Esta é uma forma de reduzir as perdas nos condutores, uma vez que os cabos de maior secção têm uma menor resistência. O valor estimado seria 1.189.000 €.

3.12.4 Instalação dos Contadores Bidirecionais (inteligentes)

O preço dos contadores inteligentes [Janzce, 2009] é de 700 € para cerca de 5600 habitantes (2000 contadores) [CRTDEERAA, 2012]. Esta substituição seria necessária para monitorizar e gerir os fluxos de energia, tal como indicado na secção 3.9.4. O valor total seria 1400000 €.

3.12.5 Instalação de Controladores Automáticos

O custo dos equipamentos de controlo e análise da distribuição da secção 3.9.3, como os controladores dos condensadores, que se colocam anexos aos PTs de distribuição, é de 6000 € para 80 PTs (480.000€). Os sensores de linha, baterias, controladores e reguladores são considerados neste custo. Seria uma forma de reduzir a energia reativa e controlar as linhas onde se inserem as maiores capacidade de geração, como o barramento 1, 6 e 12.

3.12.6 Instalação de Software

O custo para instalação e implementação do *software SCADA* para gestão dos equipamentos foi estimado em cerca de 500.000€ para todos os sistemas de produção e distribuição.

3.13. Conclusão

Numa *smart grid* é necessário considerar um conjunto de equipamentos e de *softwares* de gestão da produção, transporte e distribuição da energia com base em protocolos de comunicação e nos consumos.

O aerogerador de 2,5 MW, usado para apoio à central hídrica em situações de bombagem, foi utilizado para produção de energia para a rede nos períodos em que bombear não é rentável. No caso da cota máxima da albufeira ser alcançada ou o custo de turbinar ser menor que o de bombear, a eólica apenas produzirá para a rede.

As flywheels foram dimensionadas para funcionar como sistemas de armazenamento de energia. São sistemas de "baterias" para o caso de alguma falha na rede.

Existiu a necessidade de obter as potências ativas e reativas das cargas da rede, o que levou à obtenção de uma média dos fatores de potência considerados nas tabelas disponibilizadas pela EDA. A partir desta média, foi possível efetuar os trânsitos de potência com base na carga estipulada na tabela 21, alterada pela tabela 22 da Secção 3.7.

Os custos dos equipamentos e sistemas foram obtidos por estudos de mercado a fornecedores, representados pela empresa fictícia *Enerstation*. São valores comprovados por estudos e livros anteriormente enunciados, com valores comparativos entre várias fontes de produção.

4 – Resultados/Discussão

Utilizando o modelo identificado anteriormente, tornou-se possível efetuar a análise de uma hora, de um dia e/ou de uma semana dos trânsitos de potência existentes, de modo a que a operação da rede seja a melhor do ponto de vista económico.

Foi considerado que o aerogerador que se encontra anexo à central hídrica fará injeção de potência na rede apenas quando o custo de turbinar é menor que o de bombear ou até a cota mínima ser atingida, situação em que servirá apenas para alimentar a bomba.

As *flywheels* são sistemas de transição entre fontes e de emergência, pelo que não são considerados como uma fonte direta de produção no modelo.

Caso a análise pretendida seja para uma hora específica, é necessário considerar apenas os 13 barramentos definidos com as características consideradas. A única variação em cada hora é a carga na rede, que influencia diretamente qual(is) a(s) fonte(s) a ser utilizada(s) e em que percentagem. Tomou-se em consideração que existem horas de não-produção quando não existe recurso, como no caso dos sistemas fotovoltaicos durante a noite. Caso a análise pretendida seja para as 24 horas, é necessário considerar 24 sistemas isolados com 13 barramentos por hora, cargas e produções diferentes, mas as mesmas características de condutores em cada hora.

4.1 Análise de uma hora do Modelo (18 horas):

4.1.1 Resultados

Utilizando o programa descrito nos Anexos 3, 4 e 5 para uma análise para as 18 horas, obtiveram-se os Gráficos 11, 12 e 13, juntamente com a seguinte informação:

A carga obtida para as 18 horas é de 2.930 MW.

As produções obtidas foram 710 kW de fonte Hídrica, 851 kW de fonte Eólica, não existiu produção das Flywheels, 1352 kW de origem "Diesel" e 16 kW de origem Fotovoltaica. O total das produções será equivalente à carga (≈ 2.930).

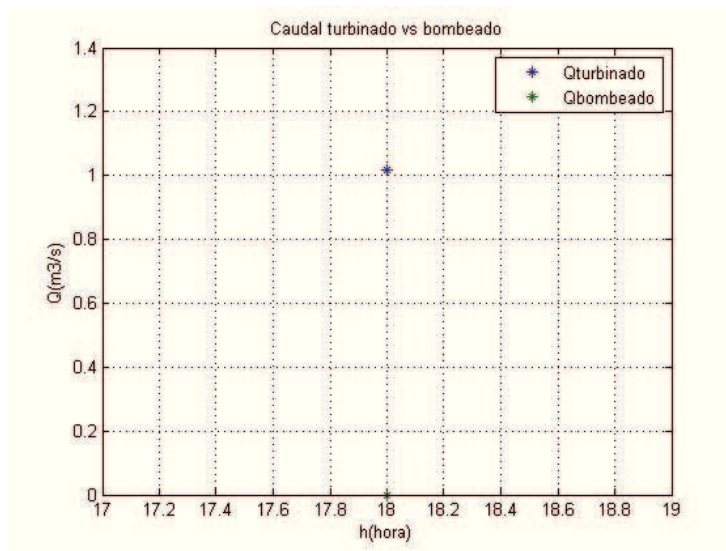


Gráfico 11- Caudal turbinado Vs caudal bombeado disponível às 18 h

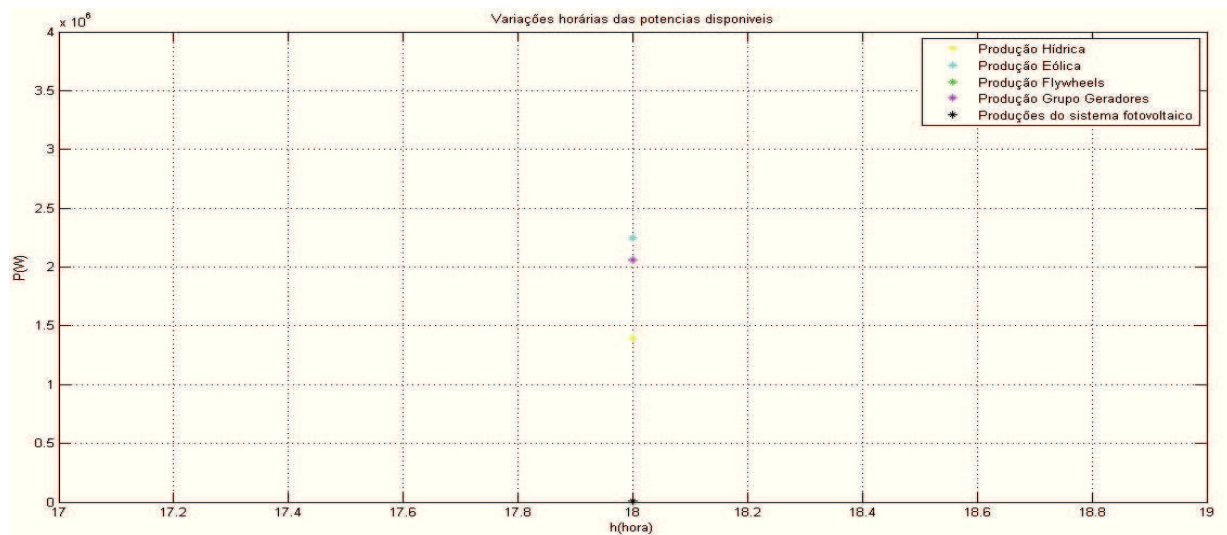


Gráfico 12 - Potência disponível nas várias fontes de energia às 18 h

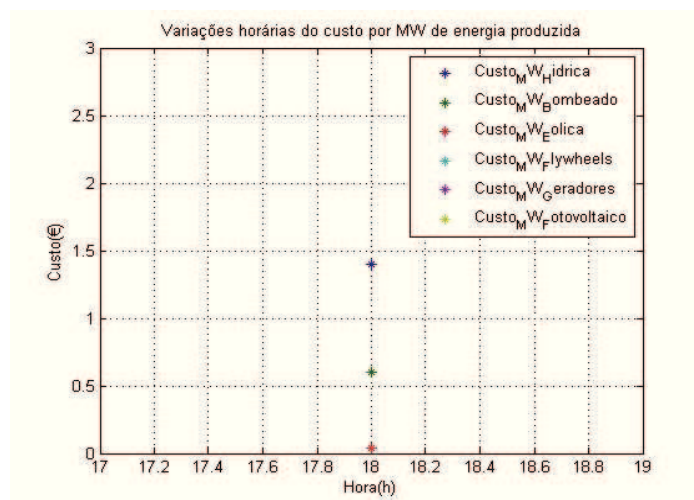


Gráfico 13 - Custo por MW de potência às 18 h

4.1.2 Análise/Discussão dos Resultados

Após a análise dos valores obtidos e, tendo em consideração as potências disponíveis e os custos da energia proveniente de cada fonte por MW, verifica-se que as produções das várias fontes de energia são suficientes para colmatar as necessidades de carga e as perdas na rede. Existe um diferencial devido às perdas e pelo programa arredondar os valores entregues.

O caudal disponível para turbinar é reduzido, uma vez que a albufeira deverá ter escoado muita água para turbinar durante grande parte do dia, o que elevou o custo por unidade de potência deste recurso e reduziu a sua injeção na rede. Como o recurso para bombear é o eólico, que se encontra presente e advém do aerogerador, existe maior capacidade de bombear, uma vez que o custo deste não depende diretamente da cota da albufeira (Gráfico 11).

Verifica-se ainda que o segundo requisito, segundo o qual os geradores teriam de produzir pelo menos 33% da energia solicitada pela rede, também foi cumprido, sendo de salientar que o seu custo é tão elevado que supera em 100% as restantes e não se apresenta no Gráfico 13.

A hídrica e eólica colmatam as restantes necessidades, além de existir a possibilidade de efetuar armazenamento numa albufeira com autonomia estimada para 2 dias. As *flywheels* são um sistema de armazenamento que apenas é utilizado em caso de emergência ou na transição entre a energia proveniente dos geradores e as restantes fontes, pelo que o seu funcionamento terá uma duração de alguns minutos, razão pela qual não é contabilizado.

A produção fotovoltaica é residual, já que às 18 horas, no inverno, o recurso é limitado.

É de salientar que a solução apresentada não é a única possível, mas sim uma das que cumpre os requisitos estipulados e que permite o menor custo de produção.

Através do trânsito de potência (anexo 6), é possível verificar que existe uma perda horária residual de cerca de 189 kW, que se refere essencialmente às linhas próximas aos pontos de consumo, que se situam afetas ao barramento 13 (Linha 13 do *Branch Data* do anexo 6). Este fator deve-se a não serem atribuídas penalizações às perdas existentes, mas apenas considerar a fonte com menor custo, que pode ser a mais distante.

4.2 Análise de um dia do Modelo

4.2.1 Resultados

Utilizando o modelo para a análise de um dia, obtiveram-se os Gráficos 14, 15 e 16 e a produção inserida no Gráfico 17.

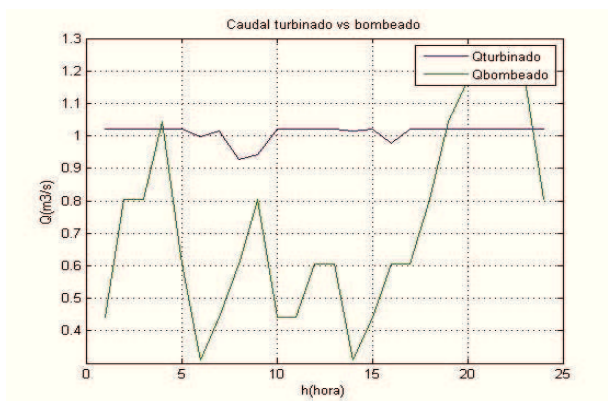


Gráfico 14 - Caudal turbinado Vs caudal bombeado disponível durante o dia

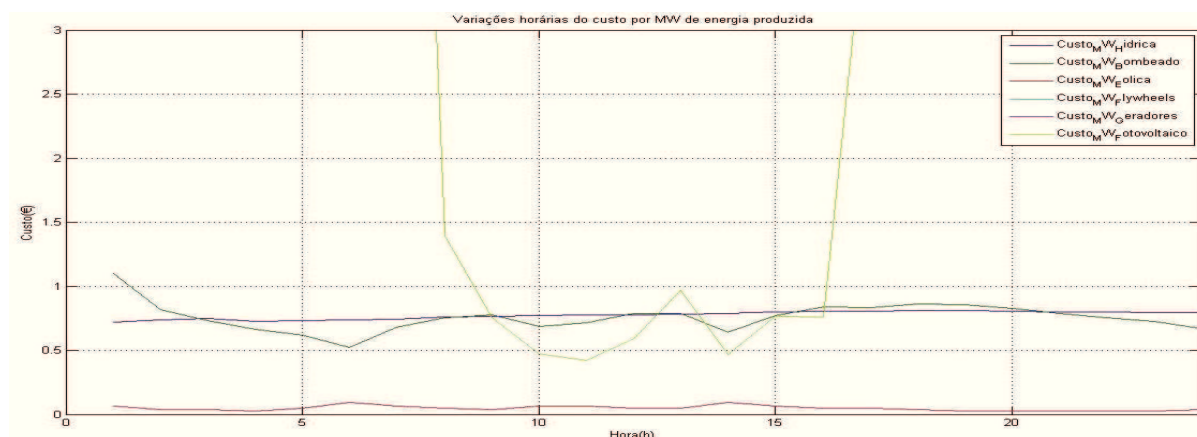


Gráfico 15 - Custo por MW de potência durante o dia

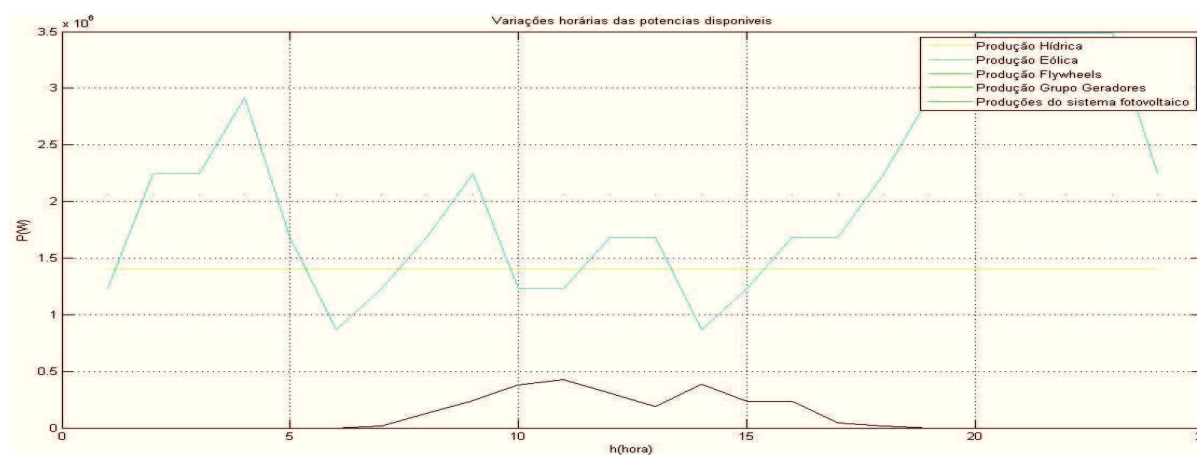


Gráfico 16 - Potência disponível das várias fontes durante o dia

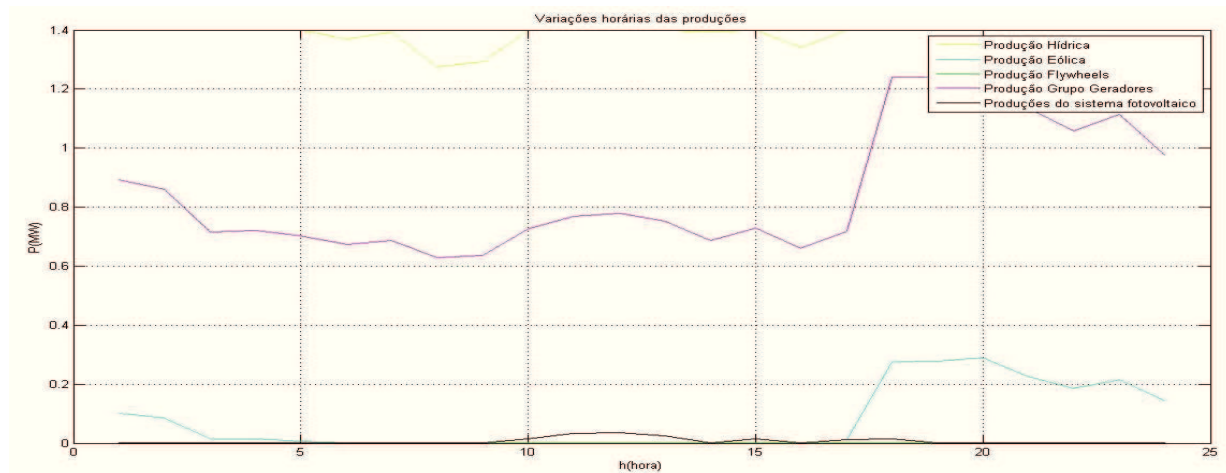


Gráfico 17 - Produções das várias fontes durante o dia

4.2.2 Análise/Discussão dos Resultados

Analisando os valores diários das produções, verifica-se que se confirmam as conclusões retiradas da análise horária. O somatório das produções é igual à carga, sendo que o limite mínimo de produção "Diesel" foi cumprido (Gráfico 17).

Pela elevada capacidade da energia hídrica, esta mantém-se constante, praticamente por todas as horas, no limite máximo de produção. Este facto advém de que a albufeira se pode manter dentro da cota mínima estipulada durante todo o dia. Como não existe reposição de caudal, uma vez que se considera um circuito fechado, certamente existirá um intervalo de tempo dentro de alguns dias em que o custo de bombear será menor que o de turbinar, razão pela qual deixará de se utilizar prioritariamente a energia hídrica disponível, para se recorrer às restantes fontes (Gráficos 14, 15 e 16).

Observando o Gráfico 17, é perceptível que as *flywheels* são sistemas de armazenamento e de transição para situações de emergências, pelo que não são consideradas neste modelo. A componente eólica é uma das que possui menor custo e maior capacidade, uma vez que como não existe bombagem, o aerogerador de 2,5 MW está disponível para fornecer energia à rede.

A energia de fonte solar é representada como residual, o que se deve ao elevado custo por unidade de potência e ao funcionamento em pleno das restantes fontes para este dia.

As perdas de produção obtidas são de cerca de 177 kWh (semelhante à obtida na análise diária), indicadas no anexo 7.

4.3 Análise de uma semana do modelo

4.3.1 Resultados

Utilizando o programa dos Anexos 3, 4 e 5, foi efetuada uma análise para uma semana, mantendo os recursos do dia estudado, assim como os consumos, de modo a verificar a validade do modelo.

Nesta análise optou-se por utilizar as flywheels como um sistema de produção ativo para verificar qual seria o seu uso no caso de não serem utilizadas apenas como um sistema de emergência.

Obteve-se assim o Gráfico 18, 19 e 20.

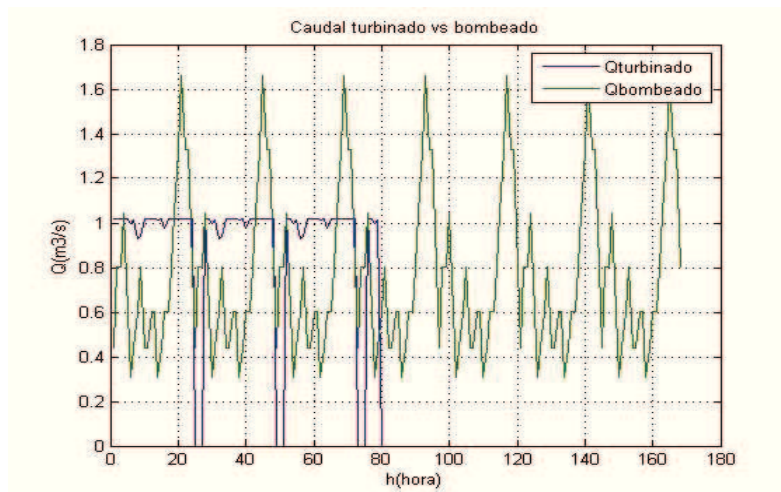


Gráfico 18 - Caudal Turbinado Vs Caudal Bombeado disponível por 1 semana

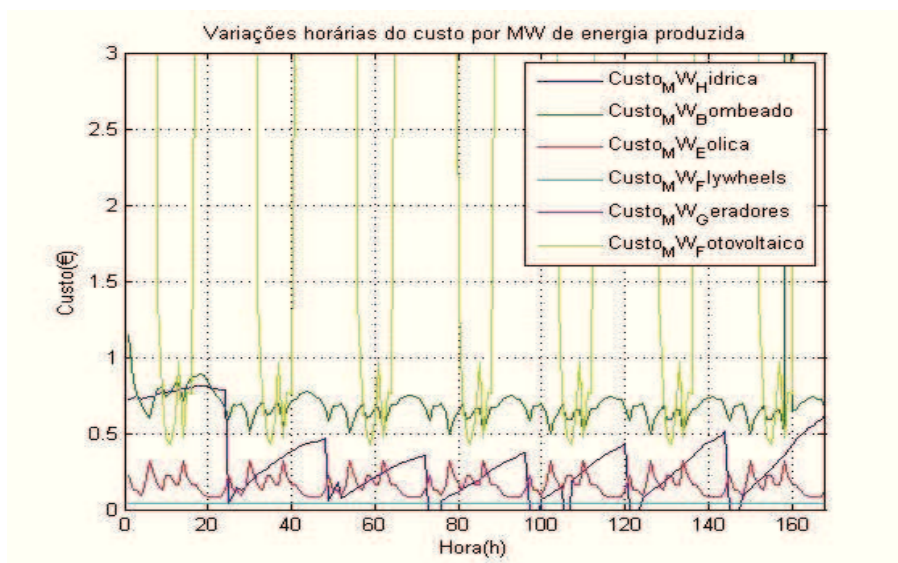


Gráfico 19 - Custo por MW de potência das várias fontes de energia

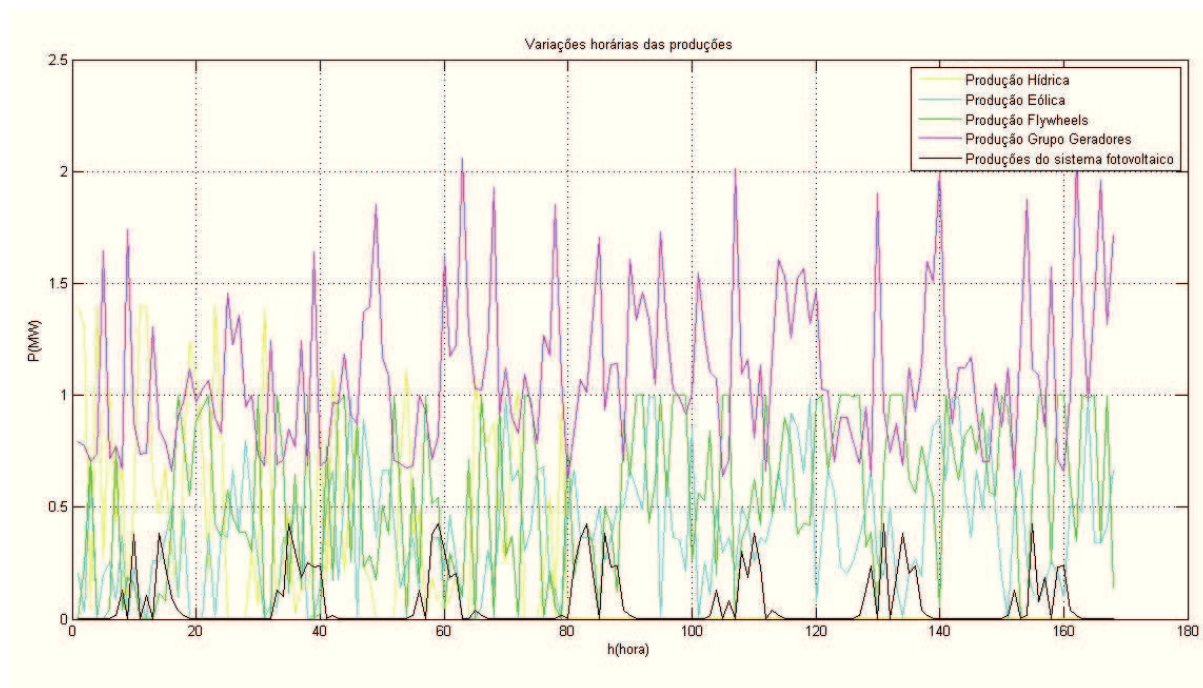


Gráfico 20 - Produções das várias fontes de energia ao longo de 1 semana

4.3.2 Análise/Discussão dos Resultados

O modelo da semana verifica o que se tinha considerado inicialmente. A hídrica funcionará até ao momento em que a albufeira necessitasse de recuperar a capacidade, situação em que se inicia a bombagem.

Por essa razão, verifica-se que, no Gráfico 20, a partir das 80 horas, cerca de meio da semana, o caudal turbinado disponível torna-se 0. O caudal bombeado mantém-se, uma vez que depende do aerogerador.

Verifica-se, ainda, bombagem hídrica pontual para reposição de caudal e uma maior expressão do sistema fotovoltaico, tal como seria de esperar.

Tal como seria de esperar, verifica-se uma maior produção das *flywheels*, pelo facto de ser a que possui menor custo por unidade potência. Verifica-se ainda que existem vários ciclos de carga e descarga, como usual para uma tecnologia de armazenamento.

O custo da instalação de *flywheels*, dos parques fotovoltaicos, do sistema hídrico com bombagem e dos sistemas de gestão seria de 16.850.000€. A redução anual de energia termoelétrica seria equivalente a 1.5 MWh por cada hora do ano, com um custo de 260€ por hora, o que perfazia uma poupança de 3.416.400€. A amortização seria cerca de cinco anos.

4.4 Casos práticos

De modo a verificar a viabilidade do modelo, foram considerados 3 casos práticos distintos, com base nos resultados obtidos anteriormente. Estudou-se assim a forma como o modelo responderia em situações distintas e como se poderia melhorar a rede elétrica existente com algumas alterações.

Após a construção do modelo da rede elétrica, da análise dos consumos existentes, do dimensionamento das fontes de produção e do trânsito de potências, é necessário verificar a resposta do mesmo a situações incomuns, mas que podem ocorrer em casos reais. Foram estudados casos de picos de consumo, redução dos grupos de geradores "Diesel" em funcionamento, a integração de *flywheels* e a melhoria dos ramais.

Tendo em consideração determinados pressupostos considerados após o análise do modelo criado para a rede reduzida, dividiu-se o estudo em três casos práticos.

Optou-se por não colocar todos os dados obtidos nos trânsitos de potência, uma vez que sobrecarregariam o projeto, já que apenas se efetuaram as alterações que constam na secção 4.4.1, 4.4.2 e 4.4.3.

4.4.1 Caso Prático 1

O primeiro caso prático considerado foi a análise e resposta da rede quando existem picos de consumo. Foi considerado que o modelo faria a análise das fontes de produção e optaria pelas de menor custo por MW de energia produzida, sem atender às perdas.

Por estes fatores, optou-se por alterar a Tabela 5 e o Gráfico 4 com os dados da Tabela 28 para obter o Gráfico 21.

Hora	1:00	8:00	13:00	18:00
Valor Real	2395000	1902000	2206000	2930000
Alteração	4000000	4000000	4000000	4000000

Tabela 28 - Alteração da tabela 9, modificando os picos de consumo a várias horas do dia

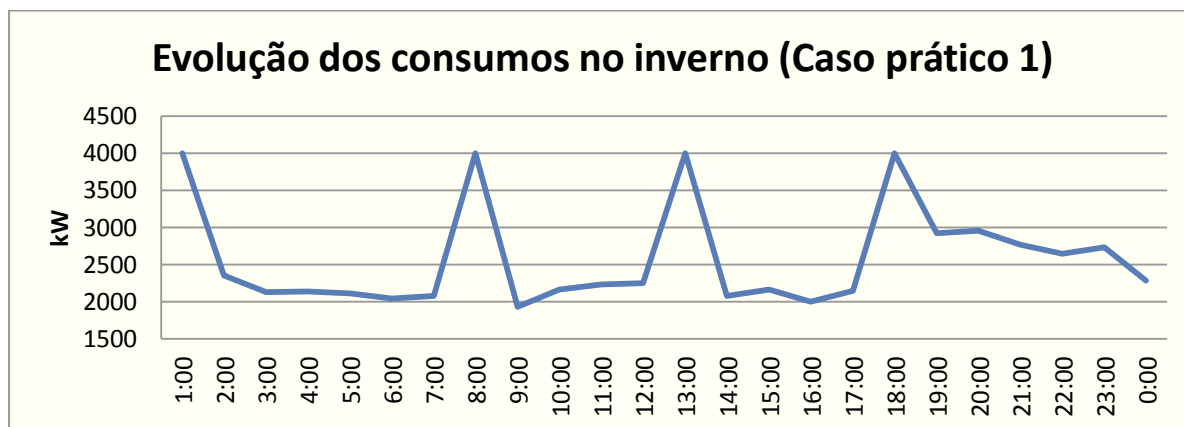


Gráfico 21 - Gráfico de consumos teóricos estimados para analisar comportamento da rede no caso prático 1

4.4.1.1 Resultados

Utilizando o programa dos Anexos 3, 4 e 5 com as alterações na secção 3.13.1 para a análise do dia, obtiveram-se o Gráficos 22 e 23.

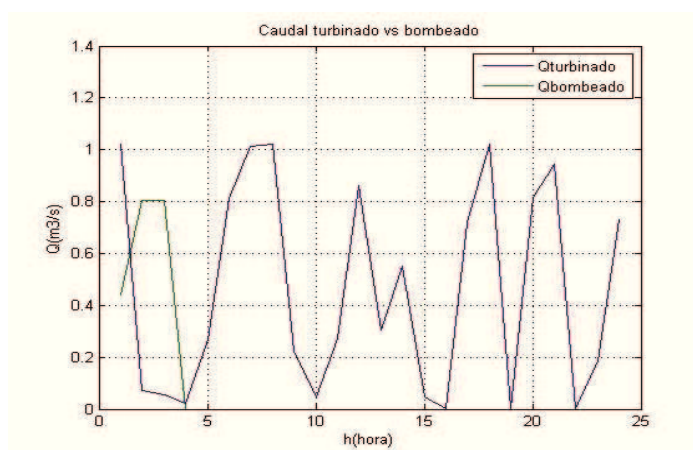


Gráfico 22 - Caudal Turbinado Vs Caudal Bombeado disponível durante o dia no CP1

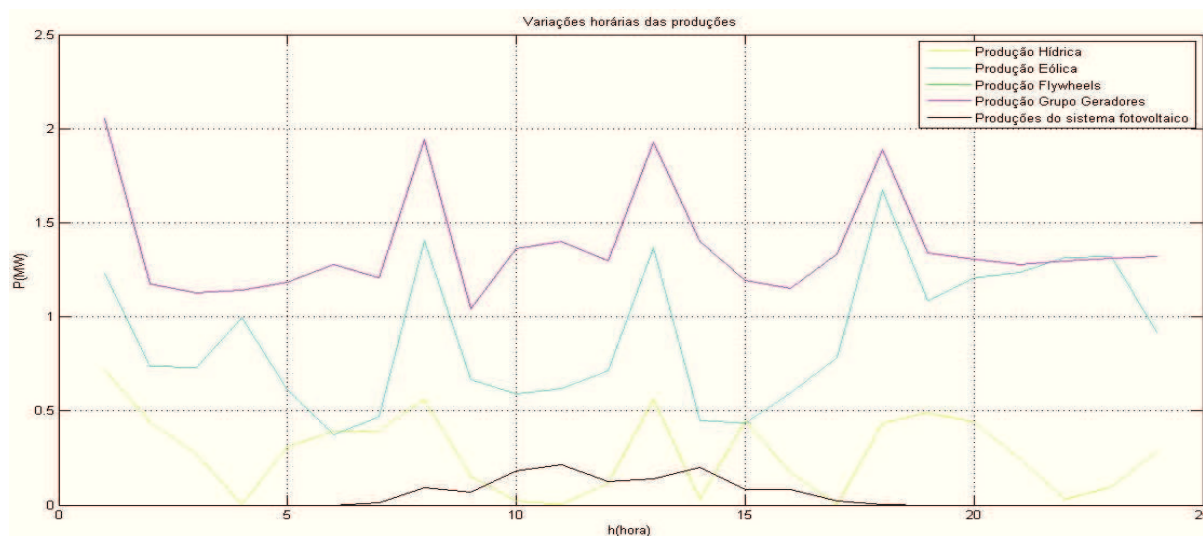


Gráfico 23 - Produções obtidas para as várias fontes durante o dia CP1

4.4.1.2 Análise/Discussão dos Resultados

O primeiro caso de estudo escolhido foi a análise da rede quando confrontada com picos de consumo, nomeadamente quais seriam as fontes de energia que reagiriam a este aumento e de que modo se comportaria a rede.

Os picos representados no Gráfico 23, com cargas nas 1, 8, 13 e 18 horas, sofrem uma resposta principal da parte dos Geradores, do sistema hídrico e do sistema eólico, que se aproximam da potência máxima de 2 MW, 1,4 MW e 3,49 MW, respetivamente.

Aumentando a carga e mantendo as produções, diminuíram as perdas que passaram de cerca de 177 para mais de 157 kWh diários, uma vez que existe maior necessidade da energia, o que permitiu escoar a injeção das produções mais próximas para os locais de consumo.

A amortização do investimento seria equivalente à da secção 4.3, cerca de cinco anos.

4.4.2 Caso Prático 2

O segundo caso prático considerado foi a análise e resposta da rede, numa situação em que se reduziria o limite mínimo de injeção de energia proveniente dos geradores "Diesel" para 20%, sendo os restantes 13% fornecidos pelo sistema de *flywheels*. Neste caso as *flywheels* serão um sistema ativo e não só de armazenamento.

Foi considerado que o modelo faria a análise dos custos e da produção das várias fontes de energia e optaria pelas de menor custo por MW de energia produzida, sem penalizar as perdas.

4.4.2.1 Resultados

Utilizando o programa dos Anexos 3, 4 e 5 com as alterações na secção 3.13.2 para uma análise ao dia, obteve-se o Gráficos 24.

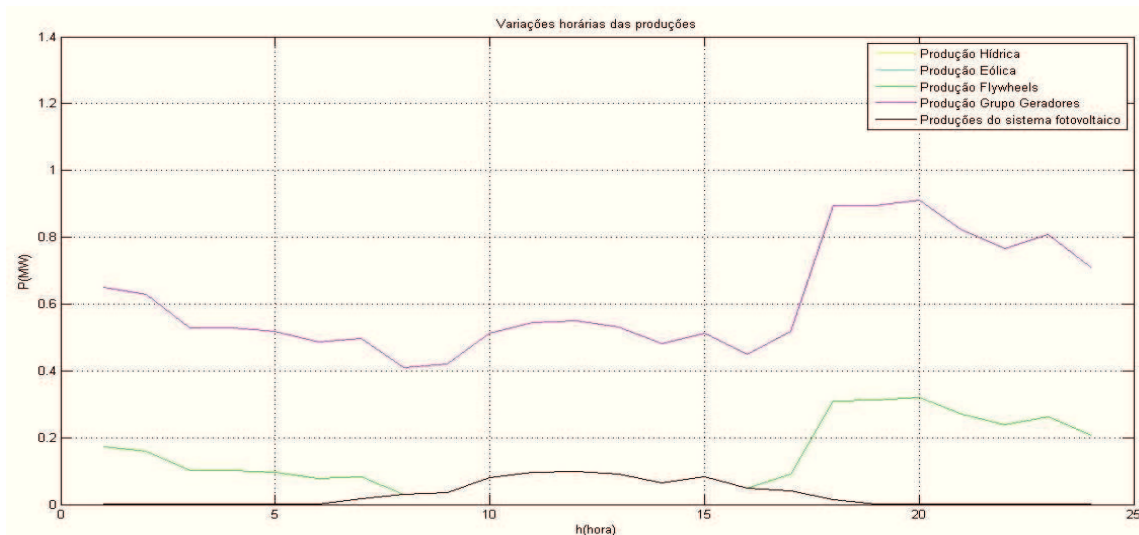


Gráfico 24 - Produções obtidas para as várias fontes durante o dia CP2

4.4.2.2 Análise/Discussão dos Resultados

O segundo caso de estudo teve por base a análise da rede elétrica existente em Santa Maria, considerando que se utilizariam as *flywheels* como sistemas de energia ativos.

A componente hídrica é a mais expressiva sendo a que se aproxima do limite de 1,4 MW. Verifica-se que a produção "Diesel" ocorre para colmatar os 20% definidos *a priori*, sendo que as restantes produções serão as *flywheels* e o sistema eólico a colmatar.

Observando o Gráfico 24, é perceptível que apesar de serem consideradas como sistemas armazenamento e de transição para situações de emergências, a componente das *flywheels* será equivalente à componente eólica, apesar do custo das *flywheels* ser menor e as produções às 17 horas serem distintas das obtidas anteriormente. Tal deve-se ao facto, já enunciado, de que o programa procura uma solução que cumpra todos os parâmetros e não a ótima.

Comparando estes resultados aos obtidos no modelo, verifica-se uma redução das perdas de 177 kWh para 172 kWh, devido à injeção de energia das *flywheels* na rede num ponto próximo dos centros de maior consumo.

A amortização do investimento seria equivalente à do caso prático 1, cerca de cinco anos.

4.4.3 Caso Prático 3

O terceiro caso prático considerado foi o reforço da rede elétrica, com a substituição das linhas de secção menor que 70 mm^2 para este valor mínimo. Teoricamente, esta alteração deveria reduzir as perdas de produção nos ramais, uma vez que os valores de resistência, reactância e admitância se tornariam mais reduzidos.

A linha do barramento 13 também foi alterada para um cabo com maior secção, uma vez que este foi o barramento com maior admitância (Anexos 6 e 7). Obteve-se assim a Tabela 29, como alteração à Tabela 16.

	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6	Bus 7	Bus 8	Bus 9	Bus 10	Bus 11	Bus 12	Bus 13
Cabo LXHIOV 70 mm ²		0,7											
Cabo LXHIOV 50 mm ²													
Cabo LXHIAV 70 mm ²													
Cabo NKBY 70 mm ²													
Cabo NKBY 25 mm ²													
Linha CU 70 mm ²	2,7		1,5	3	4,2	5,7	6,2	3,4	6,8	2,5	3,7	1,3	2,3
Linha CU 50 mm ²													
Linha CU 35 mm ²													
Linha CU 25 mm ²													

Tabela 29– Alteração da tabela 20 - Comprimento (em km) dos condutores teóricos anexos a cada barramento

Com a alteração dos dados das linhas, altera-se também os valores de resistência, reactância e admitância, obtendo-se as Tabelas 30 e 31.

	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6	Bus 7
Tensão (kV)	10	6	10	10	10	10	10
r (Ω)	0,7393	0,3101	0,4107	0,8214	1,1500	1,5607	1,6976
x (Ω)	1,0039	0,0791	0,5577	1,1154	1,5616	2,1193	2,3052
b (S)	0	0,0001	0	0	0	0	0
	Bus 8	Bus 9	Bus 10	Bus 11	Bus 12	Bus 13	
Tensão (kV)	10	10	10	10	10	10	
r (Ω)	0,9309	1,8618	0,6845	1,0131	0,3559	0,6297	
x (Ω)	1,2641	2,5282	0,9295	1,3757	0,4833	0,8551	
b (S)	0	0	0	0	0	0	

Tabela 30- Dados das linhas anexas a cada barramento (em SI) do caso prático 3

	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6	Bus 7
Tensão (kV)	10	6	10	10	10	10	10
R (p.u.)	0,0739	0,0861	0,0411	0,0821	0,1150	0,1561	0,1698
X (p.u.)	0,1004	0,0220	0,0558	0,1115	0,1562	0,2119	0,2305
B (p.u.)	0	0	0	0	0	0	0
	Bus 8	Bus 9	Bus 10	Bus 11	Bus 12	Bus 13	
Tensão (kV)	10	10	10	10	10	10	
R (p.u.)	0,0931	0,1862	0,0685	0,1013	0,0356	0,0630	
X (p.u.)	0,1264	0,2528	0,0930	0,1376	0,0483	0,0086	
B (p.u.)	0	0	0	0	0	0	

Tabela 31- Dados das linhas anexas a cada barramento (em p.u.) do caso prático 3

4.4.3.1 Resultados

Utilizando o programa dos Anexos 3, 4 e 5 com as alterações na secção 3.13.3 para efetuar a análise do dia, obteve-se o Gráficos 25 (igual ao Gráfico 17).

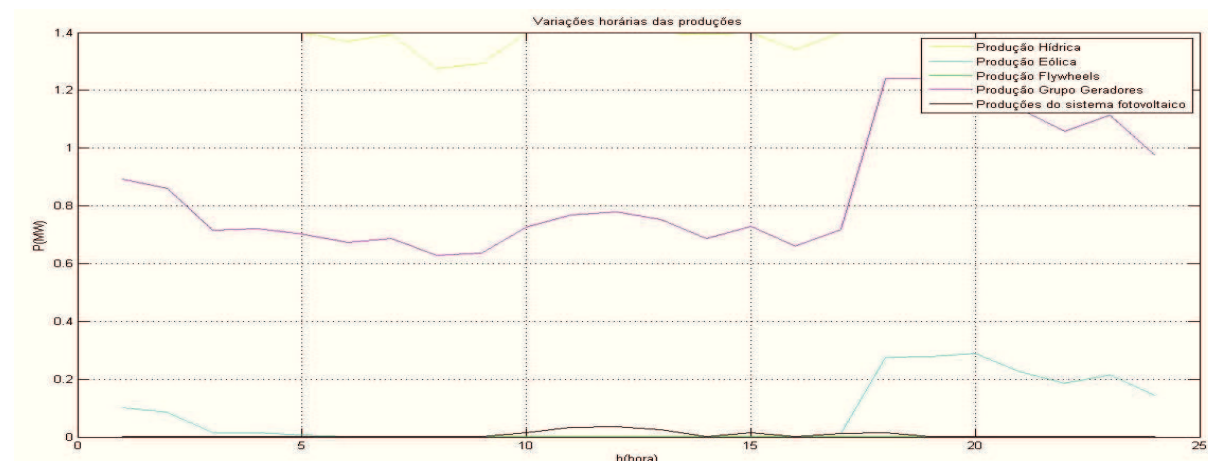


Gráfico 25 - Produções obtidas para as várias fontes durante o dia CP3

4.4.3.2 Análise/Discussão dos Resultados

O terceiro caso de estudo teve por base a substituição de todos os cabos com secção menor que 70mm^2 para cabos de cobre de 70mm^2 . Mantêm-se as produções do modelo, alterando-se apenas os trânsitos de potência.

Tal como seria de esperar, as perdas reduziram-se, uma vez que a resistência dos cabos é menor. Através destes resultados dá-se uma diminuição das perdas de 177 kWh para 139 kWh, tornando esta alteração igualmente viável.

O custo da instalação dos vários sistemas com a substituição de condutores seria de 18.039.000€. A amortização do investimento seria cerca de cinco anos e três meses.

4.5 Análise de Viabilidade Financeira

Após a obtenção dos resultados relativos ao modelo, é necessário efetuar um cálculo financeiro dos sistemas e verificar o retorno dos mesmos [Castro, 2011], [Budischaket al., 2013] e [Rüdenauer et al., 2006]. O retorno teve por base a poupança referente à comparação da energia proveniente destes sistemas e da compra de recurso para os geradores "Diesel".

Na situação real, a energia mínima injetada pelos geradores por hora será de 3 MW (uma vez que a carga é próxima de 4 MW e o PEF está limitado a 990 kW, como no Gráfico 4), o que se traduziria num total de 26280 MWh por ano. Sabendo que o consumo equivalente ao funcionamento de um gerador "Diesel" durante uma hora é de 260 L, com o custo de 1€/L perfaz cerca de 6.800.000 € anuais para o funcionamento ininterrupto de 3 MW de "Diesel".

Uma vez que se considerou manter uma componente "Diesel" para situações de emergência, é possível considerar uma poupança anual de cerca de 3.400.000 €.

Com base nos valores de retorno e de perdas na rede (Tabela 32 e 33) verifica-se que o retorno seria relativamente curto e estas melhorias trariam uma maior eficiência na distribuição.

	Rede Existente	Substituição de cabos elétricos	Instalação de contadores e controladores inteligentes	Instalação de software
Rede Existente	0	1.189.000€	1.880.000€	500.000€
Flywheels	390.000€	1.579.000€	2.270.000€	890.000€
Fotovoltaico	1.800.000€	2.989.000€	3.680.000€	2.300.000€
Hídrico com Bombagem	12.280.000€	13.469.000€	14.160.000€	12.780.000€

Tabela 32 - Investimento necessário para as soluções/equipamentos estudados

	Caso Existente	Modelo	Caso Prático 1	Caso prático 2	Caso prático 3
Perdas	0,025	0,177	0,157	0,172	0,139

Tabela 33 - Perdas na rede estudada para Santa Maria em MW para as 18 horas dos vários modelos

As perdas existentes no modelo criado e nos casos práticos são superiores aos da rede existente, uma vez que na análise não foram limitadas as mesmas. Por essa razão, o *Matlab* considerou as produções de menor custo por unidade de potência, mesmo que se encontrem a uma maior distância e acarretem mais perdas na distribuição.

4.6 Conclusão

Foram considerados três casos práticos para verificar o comportamento do modelo a várias alterações ao modelo criado, o que permitiu analisar a sua viabilidade.

Os vários modelos criados cumpriram os requisitos de 1/3 de produção "Diesel", sendo este o sistema que acarreta custos mais elevados, uma vez que o seu recurso é queimado, o que o limita ao valor estabelecido como cota mínima.

As *flywheels* foram primeiramente considerados como sistemas de transição entre fontes e armazenamento de energia, mas devido à sua carga rápida e reduzido custo unitário verificou-se, no caso prático 2, que a sua produção tem uma expressão semelhante ao sistema eólico.

As perdas na rede reduzida são superiores às da rede existente, no entanto o custo de produção é menor. Existe a necessidade de amortizar o investimento inicial, mas através da secção 4.5, é perceptível que, a médio e longo prazo, o retorno que a utilização de outra fonte que não os geradores "Diesel" trazem, viabiliza o projeto.

O retorno dos investimentos necessários para cada situação apresentada tem por base a comparação com o recurso "Diesel" que é poupado ao optar por outras fontes de produção. Não foi considerado o valor a que os consumidores compram a eletricidade para estes cálculos.

A análise *Matlab* e *Matpower* necessita de utilizar potências produzidas, com base no recurso e no custo para otimizar a gestão de energia. No modelo desenvolvido não foi atribuída qualquer penalização às perdas na distribuição, o que se verifica no trânsito de potências obtido pelo *Matpower* do anexo 7, na série de linhas 6, 19, 32... do *branch data*. Estas linhas representam o ramal ligado ao sistema hídrico, que se encontra distante dos pontos principais de consumo na Vila do Porto e no aeroporto. No entanto, a produção destas fontes é uma das menos dispendiosas e uma das de maior potência disponível, apesar das elevadas perdas. Como o modelo não penaliza as perdas, mas sim os custos, esta é uma das mais representadas.

5. Conclusão

Após a análise do modelo criado e dos vários casos práticos, é perceptível que a rede elétrica de Santa Maria poderia beneficiar de algumas reformulações. As soluções passariam pela substituição de alguns cabos com resistência elevada, que conduzem a perdas nas linhas (a substituição reduziria as perdas em 33288 MWh por ano), e a inclusão de sistemas de energias renováveis. Tal como ilustrado pelos vários modelos, estes apresentam um custo inicial elevado, mas que a curto e médio prazo são compensatórios.

Através da análise efetuada, onde apenas se consideraram os fluxos de potência no decorrer de um dia, transparece que os sistemas considerados para o desenvolvimento do estudo foram sobredimensionados. No caso da análise diária, é possível chegar a esta conclusão, que acaba por ser conclusão equivocada, uma vez que na análise semanal se comprovou que seria necessário recorrer às restantes fontes.

Na análise semanal, em que o sistema hídrico se manteve a turbinar durante três dias, a cota da albufeira reduziu até um nível onde o custo de turbinar foi superior ao de bombear e a potência hídrica disponível (1,4 MW) deixou de ser suficiente para colmatar a carga da rede, o que obrigou a recorrer às restantes fontes.

Verifica-se que é possível reduzir para 1/3 a capacidade "Diesel", uma vez que as restantes fontes asseguram a continuidade do fornecimento de energia.

Os custos de aplicação das soluções apresentadas seriam rapidamente amortizados quando comparados à redução de consumo dos geradores "Diesel". Este fator deriva do investimento necessário para obter energia proveniente dos geradores "Diesel" ser um gasto recorrentemente, já que o recurso utilizado é queimado. Este custo estimado foi de cerca de 3.4 M€.

Os sistemas de *flywheels* têm um custo de 319.000€ (sem considerar a energia que consomem para ser carregadas, o que se traduziria num retorno equivalente de cerca de um mês, uma vez que não existem mais encargos além da manutenção). Os parques fotovoltaicos, cujo recurso é igualmente renovável e não têm custos para obtenção, tem um investimento inicial de

1.800.000€ (retorno equivalente a cerca de 6 meses). Em último recurso, a hídrica com um investimento de 12.280.000€ (equivalente a um retorno próximo de quatro anos).

As perdas dos modelos considerados verificam-se nas linhas que se encontram com mais trânsito de potência. Por essa razão, a linha 13 é, de todas, a que apresenta maiores perdas (na ordem de 174 kWh, na linha 13 do anexo 6 em *Branch Data*), o que se deve ao facto das suas linhas apresentarem uma resistência e reactância elétrica elevada, além de consumos excessivos, contrariamente aos barramentos 1, 6, 7 e 9 com valores tão ou mais elevados de características das linhas, no entanto consumos praticamente residuais.

Ao analisar os resultados, é perceptível que as melhorias indicadas seriam uma forma de reduzir os custos recorrentes da compra do recurso dos geradores "Diesel" e uma maneira de implementar uma *smart grid* autónoma com integração de sistemas de energias renováveis. A utilização de um dos modelo de rede estudados apresenta-se como uma opção viável técnica e financeiramente.

Bibliografia

- Apostolov, A P. (2011). IEC 61850 Based Components, Interfaces and Services for a Smart Grid. *IEEE*: 1–6.
- Benito, Tomás Perales. (2012). *Práticas De Energia Eólica*. Primeira Edição. Porto: Publindústria.
- Budischak, Cory; Sewell, Deanna; Thomson, Heather; Mach, Leon, e Veron, Dana E.. (2013). Cost-minimized Combinations of Wind Power , Solar Power and Electrochemical Storage , Powering the Grid up to 99 . 9 % of the Time. *Journal of Power Sources* 225: 60–74.
- Castro, Rui. (2011). *Uma Introdução Às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica*. Segunda Edição. Lisboa: IST Press.
- Choi, In-ho e Lee, Joung-han. (2011). Implementation and Evaluation of the Apparatus for Intelligent Energy Management to Apply to the Smart Grid at Home.”. *IEC: 1-5*.
- Clark, Woodrow W., e Eisenberg, Larry. (2008). Agile Sustainable Communities: On-site Renewable Energy Generation. *Utilities Policy* 16 (4) (December): 262–274. doi:10.1016/j.jup.2008.01.009. *Utilities Policy, Volume 16, Issue 4:262-274*.
- Comissão Europeia. (2011). Redes Inteligentes: Da Inovação à Implantação. *COMUNICAÇÃO DA COMISSÃO AO PARLAMENTO EUROPEU, AO CONSELHO, AO COMITÉ ECONÓMICO E SOCIAL EUROPEU E AO COMITÉ DAS REGIÕES* 1: 14.
- Comissão Europeia. 2012. Recomendação 2012/148/UE De 9 De Março. *Jornal Oficial Da União Europeia* (2011): 9–22.
- CRTDEERAA. (2012). *Caracterização Das Redes De Transporte e Distribuição De Energia Eléctrica Da Região Autónoma Dos Açores. Electricidade dos Açores - EDA, S.A. (31 de Março de 2012)*: 1-381
- Depuru, Soma Shekara Sreenadh Reddy; Wang, Lingfeng e Devabhaktuni, Vijay. (2011). Smart Meters for Power Grid: Challenges, Issues, Advantages and Status. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (6) (August): 2736–2742.
- EDP Distribuição - Energia S.A. (2007). INSTALAÇÕES AT E MT . SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO Sistemas De Alimentação De Corrente Contínua Com Baterias Do Tipo. *Características e Ensaios (DMA-C13-510/N)*: 1-14.
- Gaspar, Rabaça, e Celho, Pedro Passos. (2013). Decreto-Lei 25/2013 de 19 de Fevereiro. MINISTÉRIO DA ECONOMIA E DO EMPREGO. *Diário Da República*: 22.

- Gaviano, Antonello; Weber, Karl e Dirmeier, Christian. (2012). Challenges and Integration of PV and Wind Energy Facilities from a Smart Grid Point of View. *Energy Procedia* 25 (January): 118–125.
- Giordano, Vincenzo; Gangale, Flavia; Fulli, Gianluca; Alecu, Corina; Ojala, Tauno e Maschio, Isabella. (2011). *Smart Grid Projects in Europe : Lessons Learned and Current Developments*:1-118.
- IEC SMB Smart Grid Strategic Group (SG3). (2010). *IEC Smart Grid Standardization Roadmap*.
- Jiménez, Sánchez; Filiou, Constantina et al. (2012). *Guidelines for Conducting a Cost-benefit Analysis of Smart Grid Projects*.*IEEE*:1-136
- Kunold, Ingo; Kuller, Markus; Bauer, Joerg; e Karaoglan, Nursi. (2011). A System Concept of an Energy Information System in Flats Using Wireless Technologies and Smart Metering Devices (September). *IEEE*: 812–816.
- Leadbetter, Jason e Swan, Lukas G.. (2012). Selection of Battery Technology to Support Grid-integrated Renewable Electricity. *Journal of Power Sources* 216 (October): 376–386.
- Li, Hongwei e Wang, Lixin. (2011). Research on Technologies in Smart Substation. *Energy Procedia* 12 (January): 113–119.
- Liu, Chen-xu; Zeng, Qing-An e Liu, Yun. 2011. A Dynamic Load Control Scheme for Smart Grid Systems. *Energy Procedia* 12 (January): 200–205.
- Mokhtarpour, A.; Bathaee, M. e Shayanfar, H. A.. (2011). Power Quality Compensation in Smart Grids with a Single Phase UPQC-DG. *IEEE*: 1–5.
- Oliveira, Leonardo Costa de. (2009). Alocação De Unidades De Geração Distribuídas Com Base No ITL (Incremental Transmission Losses). Universidade de Brasília:1-76.
- Pereira, Filipe Alexandre de Sousa e Oliveira, Manuel Ângelo Sarmiento. (2011). *Curso Técnico Instalador De Energia Solar Fotovoltaica*. Primeira Edição. Porto: Publindústria.
- Qi, Wei; Liu, Jinfeng e Christofides, Panagiotis D.. (2011). A Distributed Control Framework for Smart Grid Development: Energy/water System Optimal Operation and Electric Grid Integration. *Journal of Process Control* 21 (10) (December)
- Río, Pablo Del. (2011). Analysing Future Trends of Renewable Electricity in the EU in a Low-carbon Context. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (5) (June): 2520–2533.
- Rüdenauer, Ina; Koch, Yvonne; Seebach, Dominike Zimmer, Wiebke. (2006). Costs and Benefits of Green Public Procurement in Europe 49 (0).

- Sadinezhad, Iman e Agelidis, Vassilios G.. (2011). Slow Sampling On-line Harmonics/interharmonics Estimation Technique for Smart Meters. *Electric Power Systems Research* 81 (8) (August): 1643–1653.
- Schroeder, Andreas. (2011). Modeling Storage and Demand Management in Power Distribution Grids. *Applied Energy* 88 (12) (December): 4700–4712.
- Shahbazi, B., e Vadiati, M.. (2011). Transformer Condition Monitoring System for Smart Grid: *IEEE*: 32–37.
- Shargal, Meir. (2009). From Policy to Implementation: The Status of Europe ' s Smart Metering Market. *Energy, Utilities & Chemicals* 1: 12.
- Silva, M., Morais, H. e Vale, Z.. (2012). An Integrated Approach for Distributed Energy Resource Short-term Scheduling in Smart Grids Considering Realistic Power System Simulation. *Energy Conversion and Management* 64 (December): 273–288.
- Smart Grid Mandate (EC). (2011). Smart Grid Mandate Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to Support European Smart Grid Deployment Scope & Objectives. *European Comission Journal* 1: 8.
- States, Member e European Parliament. (2012). Directive 2012/148/CE (2011): 9–22.
- Sun, Zuo, e Zhang, Xun-you .(2012). Advances on Distributed Generation Technology. *Energy Procedia* 17 (January): 32–38.
- União Europeia. (2009). Directive 2009/72/EC 2008 (June).
- União Europeia. (2011). Conclusões Do Conselho Europeu (4 De Fevereiro De 2011) 2011.
- Universidade dos Açores. (2012). Centro De Vulcanologia e Avaliação De Riscos Ecológicos. *Zonas*.
- Usman, Ahmad e Shami, Sajjad .(2012). Evolution of Communication Technologies for Smart Grids Applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*:191-199.
- Verbong, Geert P.J.; Beemsterboer, Sjouke, e Sengers, Frans. (2013). Smart Grids or Smart Users? Involving Users in Developing a Low Carbon Electricity Economy. *Energy Policy* 52 (January): 117–125.
- Wang, Wenye; Xu, Yi e Khanna, Mohit. (2011). A Survey on the Communication Architectures in Smart Grid. *Computer Networks* 55 (15) (October): 3604–3629.
- Wissner, Matthias. (2011). The Smart Grid – A Saucerful of Secrets? *Applied Energy* 88 (7) (July): 2509–2518.

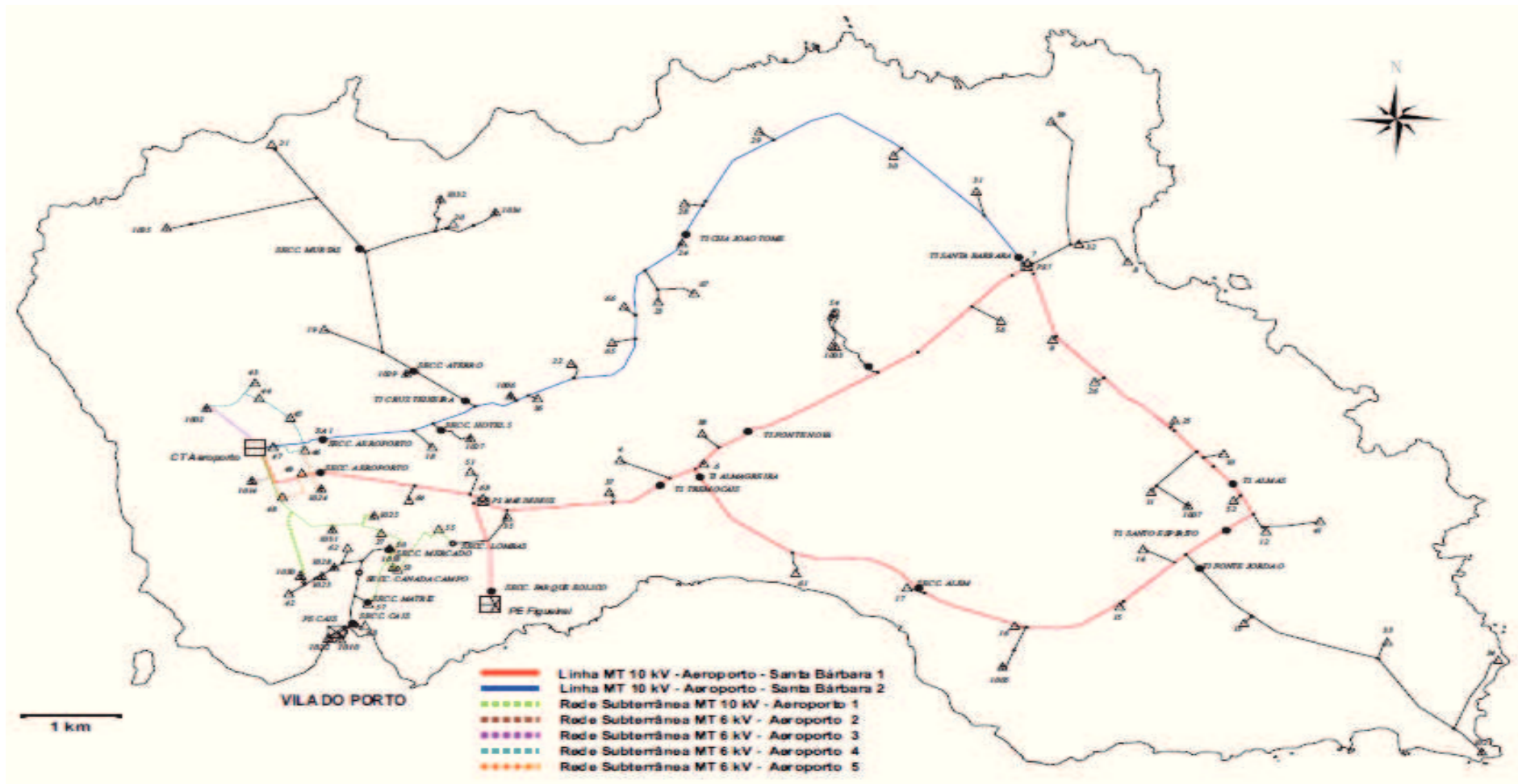
Webgrafia

- Andritz Hydro. (2009). Compact Hydro.
<http://grz.g.andritz.com/c/com2011/00/01/24/12416/1/1/0/-174808241/hy-compact-hydro-en.pdf>. Consultado em 2/3/2013.
- Atersa (Grupo Elecnor). (2012). Módulos Fotovoltaicos. *A-240P, A-245P, A-250P*. Consultado em 7/3/2013. <http://www.atersa.com/img/201325134051.pdf>.
- C&S Electric Limited. (2013). C&S Electric Limited. *Products & Solutions*. Consultado em 20/11/2012. <http://www.cselectric.co.in/>.
- Certiel e EDP. (2012). Renovaveisnadora. *Dados Estatísticos de unidades de microprodução*. Consultado em 7/3/2013. <http://www.renovaveisnadora.pt/web/srm/estatisticas1>.
- Comissão Europeia. (2013). *Legislação De Energia*. Consultado em 13/10/2012. http://europa.eu/legislation_summaries/energy/european_energy_policy/index_en.htm.
- Cooper Power Systems. (2010). Smart Grid Solutions. Consultado em 20/11/2012. http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/1100_EAS/B110010014.pdf.
- Cooper Power Systems. (2013). Cooper Power Systems. *Solutions & Products*. Consultado em 20/11/2011. http://www.cooperindustries.com/content/public/en/power_systems.html.
- Danfoss. (2012). TLX Inverter Series. *Three Phase Transformerless Inverter Series from 6-15 kW*. Consultado em 7/3/2013. http://www.danfoss.com/NR/rdonlyres/50F7B80E-7646-4B0E-B7E3-65C42C594C80/42045/TLXFactsheetDKSIPFP204A102_WEB.pdf.
- ED. (2013). ED Service Center. *Meteorologic Equipment*. Consultado em 18/11/2012. http://www.edsc.dk/index_english.htm.
- EDA Produção. (2012). Produção - Ilha De Santa Maria. *Descrição Dos Sistemas De Produção Da Ilha De Santa Maria*. Consultado em 2/10/2012. <http://www.eda.pt/producao.php>.
- EDP. (2012). Mapa Dos Centros Produtores EDP. Consultado em 5/11/2012. http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/mapa_centrosProdutores.php.
- Enercon. (2009). Enercon E-33. *E-33*. Consultado em 1/3/2013. http://www.enercon.de/p/downloads/EN_Productoverview_0710.pdf.
- Engauge Digitizer. (2012). Digitizing Software. *Downloads*. Consultado em 8/12/2012. <http://digitizer.sourceforge.net/>.
- IAPMEI. (2013). Legislação Nacional - Ambiente, Energia e Consumidores. *Legislação Nacional - Ambiente, Energia e Consumidores*. Consultado em 22/10/2012. [.http://www.iapmei.pt/iapmei-leg-02.php?action=ambito<ema=3&ambito=1](http://www.iapmei.pt/iapmei-leg-02.php?action=ambito<ema=3&ambito=1).

- Janzce. (2013). Janzce. *Produtos e Soluções*. Consultado em 27/11/2012. <http://www.janzce.pt/index.php?section=14>.
- KSB. (2012). Pumps n Valves n Systems. Consultado em 20/3/2013. https://shop.ksb.com/ims_docs/5B/5BBB55528AA75B1FE10000000AD5062A.pdf.
- LNEG. (2012). SOLTerm. Consultado em 7/3/2013. <http://www.lneg.pt/iedt/projectos/370/>.
- Martins, Miguel Aires. (2011). Empresas De Produção Eléctrica No Grupo EDA. Consultado em 14/12/2012. <http://www.proyectotres.org/pt/documentacao/file/44-soluciones-de-almacenamiento-de-energia-en-azores>.
- Matos, Pedro Godinho. (2012). InovGrid Project EDP. ESOF 2012 Dublin:1-14. Consultado em 14/12/2012. <http://ec.europa.eu/dgs/jrc/downloads/events/20120711-esof/esof-2012-pedro-godinho-matos.pdf>.
- MC Meteo Control. (2013). *Downloads*. Consultado em 18/11/2012. http://www.meteocontrol.de/fileadmin/dateien/01_Allgemein/Downloads/Pyranometer/D_B_Pyranometer_CPM11_it.pdf
- National Instruments. (2011). NI. *Solar Energy Control*. <http://portugal.ni.com/>. Consultado em 22/12/2012.
- Nordex. (2012). Nordex. http://vetropark.org/d/59743/d/nordex_n80-n90_gb.pdf. Consultado em 1/3/2013.
- Messias, António. (2009). Conferências/Pesquisas Da CE. Consultado em 14/12/2012. http://ec.europa.eu/research/conferences/2009/smart_networks/pdf/messias.pdf.
- Messias, António. (2012). InovGrid , Next Generation Grid. In *Seminário Sobre Inovação Para a Competitividade Em Serviços De Água*, 26. Consultado em 14/12/2012. http://www.ppa.pt/wp-content/uploads/2012/03/antonio_messias_edp.pdf.
- Powerthru. (2013). Clean Flywheel Energy Storage. *Brochure*. Consultado em 28/3/2013. http://www.keyitec.com/PowerTHRU_Brochure.pdf.
- Set Diesel Generator. (2013). DIESEL GENERATOR SET STANDBY 1000 ekW (1250 kVA).” Consultado em 28/3/2013. http://pdf.cat.com/cda/files/2195845/7/3512_1250_kVA_Standby_LowBSFC_EMCP4_EU.pdf.
- Siemens. (2012). Sienvert PVS Central Inverters 350. Consultado em 14/12/2012. http://www.automation.siemens.com/mcms/infocenter/dokumentencenter/ce/Documents_u20Catalogs/RE10_Chap03_English_2012.pdf.
- Stylus Studio. (2012). *XML Editor*. Consultado em 22/12/2012. www.stylusstudio.com.
- Telefonika. (2008). Data Cables § Telecommunication Cables § Fibre Optic Cables: 48. Consultado em 10/11/2013. media.klinkmann.lt/pdf/lv/reka/tfb2008.pdf.
- Windfinder. (2012). Windfinder. Consultado em 5/11/2012. Santa Maria - Azores. <http://pt.windfinder.com/>.

Anexos

Anexo 1 - Identificação das linhas elétricas de Santa Maria [CRTDEERAA, 2012]



Anexo 3 - Script Matlab das fontes de produção definidas

Análise e otimização dos trânsitos de potência na rede reduzida de Santa Maria
Elaborado por Valter Calvário
Orientação Professor Nuno Gil e Professora Paula Vide

Definição das variáveis comuns aos vários programas

```
global Custo_MW_Hidrica Custo_MW_Eolica Custo_MW_Flywheels  
Custo_MW_Geradores Custo_MW_Fotovoltaico Pturb Qturb Qturbmax Dados Ph  
Qbomb Phidrica Preco_Bombear_Hidrica Preco_Producao_Hidrica Pbomb U Umax;  
  
global x hora CConsumo PH PFL PD PF PE PG;
```

Definição da hora do dia em que se pretende efetuar a análise dinâmica do sistema dimensionado

```
Dados=input('Please enter the hour between 0 and 24: ');
```

Ciclo de confirmação da hora pretendida para análise ou escolha de todas as horas, caso se pretenda efetuar a otimização diária

```
if Dados == input('Please enter the same hour again, if you want to see all  
the hours type anyother number: ')  
    hora=Dados  
else  
    hora=1:1:24  
  
end
```

Cálculos da produção das várias fontes de energia

Sistema Hídrico

Definição das variáveis do sistema

Phidrica=2000000;	Potência Instalada da central hídrica	[W]
Ph=ones(1,24)*2000000;	Matriz da potência equivalente instalada para as 24 horas	
Dagua=1000 ;	Densidade Mássica da água	[kg/m ³]
Grav=9.81 ;	Aceleração da gravidade	[m/s ²]
Halt=200 ;	Altura manométrica da queda	[m]
N1=0.7 ;	Rendimento do grupo turbina/gerador	[%]
N2=0.85 ;	Rendimento da bomba de água	[%]
Qturbmax=2000000/(1000*9.81*200*0.7);	Caudal máximo considerado com rendimento a 100%	[m ³ /s]

Ciclo para determinar a potência máxima disponível ou potência real da central hídrica (Potência instalada - perdas mecânicas e cinéticas) para uma hora (Pturb) ou para as 24 horas (Ph)

```
if hora==Dados ;
    Pturb=Phidrica*N1 ;

else Pturb=Ph*N1 ;

end
```

Cálculo do caudal turbinado ($P=D*G*H*Q*N1$)

$Q_{turb}=P_{turb}/(Dagua*Grav*Halt*N1)$

Energia fornecida pelo sistema eólico (2.5 MW)

Definição das variáveis do sistema

MEar=1.225 ;	Massa específica do ar a condições PTN [kg/m ³]
Pnom=2500000 ;	Potência nominal do aerogerador [W]
Die=80 ;	Diâmetro das pás de uma turbina [m]
Limite=0.593*0.65 ;	Limites Betz (0,593) e Limite mecânicos e potenciais (0,65) aerogerador de 2.5 MW

Cálculo da energia fornecida pelo sistema eólico de 2.5 MW

$ui=[9\ 11\ 11\ 12\ 10\ 8\ 9\ 10\ 11\ 9\ 9\ 10\ 10\ 8\ 9\ 10\ 10\ 11\ 12\ 13\ 14\ 13\ 13\ 11]$;
Velocidade do vento instantânea, obtida no software online windfinder [m/s]

$Peol=((0.5)*MEar*((pi()*Die^2)/4)*ui(1,hora).^3)*Limite$; Potência eólica disponível pelo aerogerador N80, baseada no recurso disponível e nas características e limitações mecânicas do aerogerador [W]

$Peol=min(Peol,2500000)$; Potência eólica máxima do aerogerador [W]

Cálculo do caudal bombeado ($P=D*G*H*Q*N2$)

(A potência disponível para bombagem de água tem por base a potência máxima debitada pela turbina eólica que estará acoplada à bomba hídrica, pelo que uma dependerá da outra e das suas limitações mecânicas). Esta potência apenas estará disponível quando atingidas as cotas mínimas da albufeira ou o custo de bombear for menor que o de turbinar

$Pbomb=Peol*N2$; Potência de bombagem hídrica disponível [W]

$Qbomb=(Pbomb/(Dagua*Grav*Halt*N2))$; O Caudal bombeado terá por base a potência a que se bombeia [m³/s]

Cálculo da energia fornecida pelo sistema eólico existente (3x300kW)

Definição das variáveis do sistema

Dpequeno=30 ; Diâmetro das pás de uma turbina de 300 kW [m]
Peolico=900000 ; Potência total instalada nos 3 aerogeradores [W]
Peole=min(Peole, 990000) ; Potência eólica máxima dos aerogeradores [W]
Peole=(((0.5)*MEar*(pi()*Dpequeno^2)/4)*ui(1,hora).^3))*Limite)*3; Potência disponível nos 3 aerogeradores atendendo ao recurso disponível e às limitações mecânicas do sistema [W]

Cálculo da energia armazenada nas flywheels

As *Flywheels* são sistemas modulares de armazenamento de energia. Estes sistemas estão conectados aos geradores "Diesel" para assegurar uma segura transição entre o término da energia debitada pelos geradores e a entrada dos restantes sistemas. A sua carga máxima demora alguns minutos e depende dos geradores, pelo que se assume que a potência disponível é sempre máxima a cada hora. Será necessário fazer um ciclo para verificar se as flywheels estarão em carga ou em produção.

Pflywheels(find(Pger<=0))=1000000; Potência disponível em *Flywheels* [W]
Pflywheels(find(Pger>0))=0;

Cálculo da energia debitada pelo grupo geradores "Diesel"

O sistema elétrico de uma ilha tem como base os combustíveis fósseis. No caso de Santa Maria, em grupos de geradores "Diesel", devido ao seu funcionamento contínuo. Não depende, assim, de um recurso natural intermitente, tais como os sistemas de energias renováveis. Estes obrigam à existência de uma percentagem de produção "Diesel" equivalente a um terço dos consumos. Serve como segurança para equipamentos de emergência. Assim sendo, a potência disponível deve ser tal, que colmate quase 60% das necessidades.

Mantendo os dois grupos de 1030W existentes obtém-se:

Pger=2060000; Potência disponível pelo grupo de geradores [W]

Cálculo da energia debitada pelo sistema fotovoltaico

Considerando as 4 instalações de 250 kW, é necessário definir o campo solar para que se obtenha esta potência disponível

Para um total de 1,00 MW determinou-se um conjunto de 4600 módulos através do software PVSOL. A potência instalada será de 1,104 MW mas a potência disponível apenas de 1 MW (limitação dos inversores). A área de cada módulo fotovoltaico é de cerca de 1,6m²(1,64x0,99), sendo que cada módulo considerado foi de 240Wp.

AreaMod=1.6*1150; Área do campo solar Fotovoltaico de cada sistema de 250 kW [m²]

Grad=[0 0 0 0 0 0 17 132 244 388 436 312 190 394 240 242 43 15 0 0 0 0 0 0];
0]; Radiação solar incidente (direta+difusa) software SolTERM_5 [W/m²]

Rendimento=0.14*0.95; Devem ser contabilizadas as limitações de eficiência dos módulos (14%) e as perdas nas cablagens(95%)

Pfoto=AreaMod*(Grad(1, hora))*Rendimento; Potência disponível por sistema fotovoltaico [W]

Ppv=Pfoto*4 ; Potência máxima debitada pelos 4 sistemas fotovoltaicos [W]

Ppvinst=1000000 ; Potência disponível no conjunto dos 4 parques fotovoltaicos [W]

Para melhor comparar as potências disponíveis e a faixa horária em que se encontram com maior frequência, constrói-se um gráfico onde constem as cinco fontes (hídrica, eólica, *flywheels*, geradores e fotovoltaico). O gráfico deve ser limitado a uma faixa tal que permita observar valores para a hora escolhida ou para as 24

```
figure

if      hora==Dados
plot(hora,Pturb,'y.',hora,Peole,'c.',hora,Pflywheels,'g.',hora,Pger,'m.',ho
ra,Ppv,'k.')
axis([(hora-1) (hora+1) 0 2500000])
else      axis([0 24 0 2500000])
plot(hora,Pturb,'y-',hora,Peole,'c-',hora,Pflywheels,'g-',hora,Pger,'m-
',hora,Ppv,'k-')
end

grid
title('Variações horárias das potencias disponiveis')
xlabel('h(hora)')
ylabel('P(W)')
legend('Produção Hídrica','Produção Eólica','Produção Flywheels','Produção
Grupo Geradores','Produções do sistema fotovoltaico')
zoom
```

Conversão das várias potências produzida pelas fontes de [W] para [MW]

Potencia_Hidrica=Pturb*10 ⁻⁶ ;	Potência hídrica em [MW]
Potencia_Eolica=Peole*10 ⁻⁶ ;	Potência eólica em [MW]
Potencia_Flywheels=Pflywheels*10 ⁻⁶ ;	Potência <i>flywheels</i> em [MW]
Potencia_Geradores=Pger*10 ⁻⁶ ;	Potência geradores em [MW]
Potencia_Fotovoltaico=Ppv*10 ⁻⁶ ;	Potência fotovoltaico em [MW]

Carga na rede com dados fornecidos pelo relatório da eletricidade dos Açores [MW]

```
CConsumo=10-3*[2395 2348 2130 2135 2109 2045 2078 1902 1929 2158 2233 2249
2206 2079 2159 2000 2143 2930 2920 2952 2761 2644 2729 2522];
```

Custo da energia por unidade de potencia [€/MW] (sistemas com potência disponível constante)

O cálculo do custo da energia por MW produzido tem em consideração o investimento inicial para o sistema, os encargos de operação e manutenção anuais (10% do valor), e a energia disponível (MW*h)

No caso das *Flywheels* (o investimento inicial são 390.000 €)

```
Custo_MW_Flywheels=((0.39*0.1*Potencia_Flywheels)/Potencia_Flywheels);  
Preço estimado da produção de flywheels de energia [€/MW]
```

Penalização que torna o custo num valor elevado e incomportável, caso a potência disponível seja 0

```
if Potencia_Flywheels==0;  
    Custo_MW_Flywheels=90000000;  
else  
    Custo_MW_Flywheels=((0.39*0.1*Potencia_Flywheels)/Potencia_Flywheels);  
end
```

No caso dos Geradores, o investimento inicial será nulo, uma vez que os grupos já existem na Ilha. No entanto, e como forma de comparação, o custo seria de 230.0000 € para 1 MW (por gerador de 1030), sendo necessário somar os custos de combustível de 260 litros de combustível para uma hora (por cada gerador), a um preço de 1 euro por L, o que por ano dá, sensivelmente 260 € por MW)

```
Custo_MW_Geradores=((0.23*0.1*Potencia_Geradores)/Potencia_Geradores)+(260  
));  
Preço estimado da produção de geradores de energia [€/MW]+custo do combustível
```

Penalização que torna o custo num valor elevado e incomportável, caso a potência disponível seja 0

```
if Potencia_Geradores==0;  
    Custo_MW_Geradores=90000000;  
else  
    Custo_MW_Geradores=((0.23*0.1*Potencia_Geradores)/Potencia_Geradores)+(260  
));  
end
```

O custo do MW consumido foi considerado com base na média entre consumidores particulares e empresariais, onde os valores variam entre 70 €/MWh e 180 €/MWh, como tal foram considerados 120 €/MWh

```
Custo_MW_Consumido=CConsumo*0.12;
```

Custo total da produção é o valor unitário da energia pela potência disponível [€]

```
Preco_Producao_Flywheels=Custo_MW_Flywheels*Potencia_Flywheels;
```

```
Preco_Producao_Geradores=Custo_MW_Geradores*Potencia_Geradores;
```

Antes de efetuar a simulação devemos definir as opções da função.

Neste caso, o algoritmo de otimização será obtido pela média escalar para que o processo se baseie em álgebra linear, uma vez que utilizar-se-ão matrizes e operadores que queremos guardar

```
options = optimset('LargeScale', 'off');
```

O ciclo de obtenção de valores deve ter por base a escolha inicial do intervalo a analisar. Como tal efetua-se um ciclo em que se define a análise horária ou diária (dependendo do input inicial).

Caso seja pretendida uma análise horária tem-se por base a confirmação da hora no primeiro ciclo do programa

```
if      hora==Dados
```

Custo da energia por unidade de potencia [€/MW] (sistemas com potência disponível variável) O cálculo do custo da energia por MW produzido tem em consideração o investimento inicial para o sistema, os encargos de operação e manutenção anuais (10% do valor), e a energia disponível (MW*h)

No caso das três eólicas existente (o investimento inicial seriam 912.000€)

```
Custo_MW_Eolica=((0.912*0.1*Peolico*10^-6)/(Potencia_Eolica));
```

Penalização que torna o custo num valor elevado e inoportável, caso a potência disponível seja 0

```
if Potencia_Eolica==0;

    Custo_MW_Eolica=90000000;

else Custo_MW_Eolica=((0.912*0.1*Peolico*10^-6)/(Potencia_Eolica));

end
```

No caso dos quatro sistemas fotovoltaicos (o investimento inicial seria 1.800.000€)

```
Custo_MW_Fotovoltaico=(1.8*0.1*Ppvinst*10^-6)/(Potencia_Fotovoltaico);
```

Penalização que torna o custo num valor elevado e inoportável, caso a potência disponível seja 0

```
if Potencia_Fotovoltaico==0;

    Custo_MW_Fotovoltaico=90000000;
else
    Custo_MW_Fotovoltaico=(1.8*0.1*Ppvinst*10^-6)/(Potencia_Fotovoltaico);
end
```

No caso sistema de turbina hídrica (o investimento inicial seria 5.000.000€)

```
Custo_MW_Hidrica=((5*0.1*Phidrica*10^-6)/(Potencia_Hidrica));
```

No caso do sistema de bombagem hídrica (o investimento inicial seria equivalente ao eólico por MW, mas, como a bombagem é uma forma de armazenamento, foi considerado que a poupança seria estimada através do retirar do custo da eólica que alimenta a bomba, ao sistema hídrico). As variações da albufeira não são contabilizadas nesta fase

```
Custo_MW_Bombeado=((5*0.1*Phidrica*10^-6)/((Pbomb*10^-6))-((0.912*0.1*Pnom*10^-6)/((Peol*10^-6))));
```

Ciclo de verificação se o aerogerador de 2,5 MW está a injetar na rede da ilha (quando o custo de bombear é superior ao de turbinar) ou se está a bombear (situação contrária) [€]

```
if Custo_MW_Bombeado<Custo_MW_Hidrica  
  
Potencia_Eolica=(Peole)*10^-6  
  
else Potencia_Eolica=(Peole+Peol)*10^-6  
  
end
```

Limite máximo da soma das potências dos vários aerogeradores (N80 de 2.5 MW e três E33 de 330 kW)

```
Peole=min(Peole, 3490000);
```

Custo total da produção é o valor unitário da energia pela potência disponível [€]

```
Preco_Producao_Hidrica=Custo_MW_Hidrica*Potencia_Hidrica;  
  
Preco_Producao_Eolica=Custo_MW_Eolica*Potencia_Eolica;  
  
Preco_Producao_Fotovoltaico=Custo_MW_Fotovoltaico*Potencia_Fotovoltaico;  
  
Preco_Bombear_Hidrica=Custo_MW_Bombeado*(Peol*10.^-6);
```

Restrições de valor máximo, ou seja, potência máxima disponível em cada uma das fontes (matriz 5x5)

```
A = [1 0 0 0 0 Limitação da injeção de energia hídrica pelo limite de produção  
0 1 0 0 0 Limitação da injeção de energia eólica pelo limite de produção  
0 0 1 0 0 Limitação da injeção de energia das flywheels pelo limite de produção  
0 0 0 1 0 Limitação da injeção de energia dos geradores pelo limite de produção  
0 0 0 0 1] ; Limitação da injeção de energia fotovoltaica pelo limite de produção
```

Potências máximas disponíveis (matriz 5x1)

```
b  
=[Potencia_Hidrica;Potencia_Eolica;Potencia_Flywheels;Potencia_Geradores;Potencia_Fotovoltaico];
```

Restrição indicativa que o conjunto das potências tem de ser igual aos consumos.(matriz 1x5)

```
Aeq= [1 1 1 1 1];
```

Carga na rede à hora que se pretende analisar (matriz 1x1)

```
beq=(CConsumo(1,hora));
```

Limites mínimos de produção de cada fonte. De salientar que a energia proveniente dos geradores tem de ser pelo menos 33% da potência total para assegurar a continuidade do fornecimento de energia.

```
lb=[0 0 0 (0.33*CConsumo(1,hora)) 0];
```

Função objetivo (no programa que se encontra funobj_so_fun)

```
[x,~,~,output,lambda] =  
ga(@funobj_so_fun,5,A,b,Aeq,beq,lb,[],[],[])
```

Após obter os valores de potência de cada fonte com base na potência disponível, é necessário utilizar estes dados para alterar as fontes de energia dinâmicas, que se modificam conforme o armazenamento do recurso (neste caso será apenas a hídrica).

Não foi considerado armazenamento eólico e fotovoltaico, além de que foi pressuposto que os Geradores e as *Flywheels* disporiam sempre da potencia máxima.

Assim alteram-se os valores da potência hídrica disponível e da capacidade da barragem para obter dados de potência reais. Considera-se, desta forma que a capacidade da albufeira vai influenciar os custos e a potência disponível, com base nas cotas definidas

Caudal e potência turbinada, com base na Potência hídrica disponível, obtida pela função objetivo

```
Qturb=(x(1)*10^6)/(Dagua*Grav*Halt*N1);
```

```
Pturb=Qturb*Dagua*Grav*Halt*N1;
```

```
Potencia_Hidrica=Pturb*10^-6;
```

Cota mínima e máxima da barragem (definidos pelo autor).

Quando a cota é menor que a definida apenas existirá bombagem, tal como o oposto.

```
Qturb(find(U<=(0.7*Umax)))=0;
```

```
Qbomb(find(U>=(Umax)))=0;
```

Capacidade real da albufeira após turbinar e bombear, com base nos valores das horas anteriores

```
U=Umax+(sum(Qbomb)-sum(Qturb))*3600;
```

Custo por MW da produção hídrica (alterado)

```
Custo_MW_Hidrica=(Umax/U)*((5*0.1*Phidrica*10^-6)./(sum(Pturb*10^-6)));
```

Preço da produção hídrica (alterado)

```
Precio_Producao_Hidrica=Custo_MW_Hidrica*Potencia_Hidrica;
```

Ciclo de verificação se o aerogerador de 2,5 MW está a injetar na rede da ilha (quando o custo de bombear é superior ao de turbinar) ou se está a bombear (situação contrária) [€]

```
if Custo_MW_Bombeado<Custo_MW_Hidrica
```

```
Potencia_Eolica=(Peole)*10^-6
```

```
else Potencia_Eolica=(Peole+Peol)*10^-6
```

```
end
```

Limite máximo da soma das potências dos vários aerogeradores (N80 de 2.5 MW e três E33 de 330 kW)

```
Peole=min(Peole,3490000);
```

Potências máximas disponíveis alteradas (matriz 5x1)

```
b
=[Potencia_Hidrica;Potencia_Eolica;Potencia_Flywheels;Potencia_Geradores;Potencia_Fotovoltaico];
```

Função objetivo real, considerando o custo da hídrica com base na capacidade da albufeira

```
[x,~,~,output,lambda] =
ga(@funobj_so_fun,5,A,b,Aeq,beq,lb,[],[],[])
```

Para melhor se visualizar como se efetua a divisão entre bombagem e turbinagem hídrica, é necessário um gráfico de caudais, comparações de custos reais das várias fontes de produção e potências reais

```
figure

plot(hora,Qturb,'*',hora,Qbomb,'*')
grid
title('Caudal turbinado vs bombeado')
xlabel('h(hora)')
ylabel('Q(m3/s)')
legend('Qturbinado','Qbombeado')
```

Comparação de custos por unidade de potência das várias fontes

```
figure

plot(hora,Custo_MW_Hidrica,'*',hora,Custo_MW_Bombeado,'*',hora,Custo_MW_Eolica,'*',hora,Custo_MW_Flywheels,'*',hora,Custo_MW_Geradores,'*',hora,Custo_MW_Fotovoltaico,'*')
grid
title('Variações horárias do custo por MW de energia produzida')
xlabel('Hora(h)')
ylabel('Custo(€)')
axis([(hora-1) (hora+1) 0 3])

legend('Custo_MW_Hidrica','Custo_MW_Bombeado','Custo_MW_Eolica','Custo_MW_Flywheels','Custo_MW_Geradores','Custo_MW_Fotovoltaico')
zoom
```

Produções das várias fontes

```
figure

axis([(hora-1) (hora+1) 0 2500000])

plot(hora,x(1),'y.',hora,x(2),'c.',hora,x(3),'g.',hora,x(4),'m.',hora,x(5),'k.')

grid
title('Variações horárias das produções')
xlabel('h(hora)')
```

```

ylabel('P(MW)')
legend('Produção Hídrica','Produção Eólica','Produção
Flywheels','Produção Grupo Geradores','Produções do sistema
fotovoltaico')
zoom

```

Trânsito de potências, com base nas características dos barramentos definidos no programa 'Barr'

```
runpf('Barr')
```

Caso seja pretendida uma análise diária tem-se por base a disparidade das horas indicadas no primeiro ciclo do programa

else

Custo da energia por unidade de potencia [€/MW] (sistemas com potência disponível variável) O cálculo do custo da energia por MW produzido tem em consideração o investimento inicial para o sistema, os encargos de operação e manutenção anuais (10% do valor), e a energia disponível (MW*h)

Matriz equivalente ao custo das *Flywheels* para as 24 horas (como a potência disponível é sempre a mesma, o custo equivalente é sempre o mesmo)

```
Custo_MW_Flywheels=ones(1,24)*(0.39*0.1*Potencia_Flywheels/Potencia_Flywheels);
```

Matriz equivalente ao custo dos Geradores para as 24 horas (como a potência disponível é sempre a mesma, o custo equivalente é sempre o mesmo)

```
Custo_MW_Geradores=ones(1,24)*((0.23*0.1*Potencia_Geradores/Potencia_Geradores)+(260));
```

No caso das três eólicas existente (o investimento inicial seria 912.000€)

```
Custo_MW_Eolica=((0.912*0.1*Peolico*10^-6)./(Peole*10^-6));
```

Penalização que torna o custo num valor elevado e inoportável, caso a potência disponível seja 0

```

if Potencia_Eolica==0;
    Custo_MW_Eolica=90000000;
else Custo_MW_Eolica=((0.912*0.1*Peolico*10^-6)./(Peole*10^-6));
end

```

No caso dos quatro sistemas fotovoltaicos (o investimento inicial seria 1.800.000€)

```
Custo_MW_Fotovoltaico=(1.8*0.1*Ppvinst*10^-6)./(Potencia_Fotovoltaico);
```

Penalização que torna o custo num valor elevado e inoportável, caso a potência disponível seja 0

```

if Potencia_Fotovoltaico==0;
    Custo_MW_Fotovoltaico=90000000;
else
    Custo_MW_Fotovoltaico=(1.8*0.1*Ppvinst*10^-6)./(Potencia_Fotovoltaico);
end

```

No caso sistema de turbina hídrica, o custo da produção hídrica baseia-se não só na produção de energia, como na capacidade da albufeira, uma vez que quanto menor a capacidade da mesma, maior será o custo. É necessário calcular a soma dos caudais até à hora em análise para obter o real custo de turbinar. Aqui não se considera a existência de reposição de caudal por bombagem ou pela corrente de um rio

$$\text{Custo_MW_Hidrica} = [((5*0.1*Phidrica*10^{-6}) / (\text{Potencia_Hidrica}(1,1))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*2}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:2)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*3}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:3)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*4}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:4)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*5}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:5)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*6}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:6)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*7}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:7)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*8}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:8)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*9}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:9)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*10}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:10)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*11}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:11)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*12}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:12)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*13}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:13)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*14}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:14)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*15}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:15)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*16}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:16)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*17}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:17)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*18}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:18)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*19}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:19)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*20}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:20)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*21}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:21)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*22}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:22)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*23}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:23)))) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*24}) / (\text{sum}(\text{Potencia_Hidrica}(1,1:24))))];$$

O custo de bombear baseia-se nos custos do sistema hídrico. Sendo que optou-se por retirar os custos do sistema eólico/bomba ao da central hídrica, uma vez que com o armazenamento por bombagem se retira maior rendimento da central.

$$\text{Custo_MW_Bombeado} = [((5*0.1*Phidrica*10^{-6}) / (\text{Pbomb}(1,1)*10^{-6})) - ((0.912*0.1*Pnom*10^{-6}) / (\text{Peol}(1,1)*10^{-6})) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*2}) / (\text{sum}(\text{Pbomb}(1,1:2)*10^{-6})) - ((0.912*0.1*Pnom*10^{-6}) / (\text{Peol}(1,2)*10^{-6})) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*3}) / (\text{sum}(\text{Pbomb}(1,1:3)*10^{-6})) - ((0.912*0.1*Pnom*10^{-6}) / (\text{Peol}(1,3)*10^{-6})) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*4}) / (\text{sum}(\text{Pbomb}(1,1:4)*10^{-6})) - ((0.912*0.1*Pnom*10^{-6}) / (\text{Peol}(1,4)*10^{-6})) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*5}) / (\text{sum}(\text{Pbomb}(1,1:5)*10^{-6})) - ((0.912*0.1*Pnom*10^{-6}) / (\text{Peol}(1,5)*10^{-6})) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*6}) / (\text{sum}(\text{Pbomb}(1,1:6)*10^{-6})) - ((0.912*0.1*Pnom*10^{-6}) / (\text{Peol}(1,6)*10^{-6})) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*7}) / (\text{sum}(\text{Pbomb}(1,1:7)*10^{-6})) - ((0.912*0.1*Pnom*10^{-6}) / (\text{Peol}(1,7)*10^{-6})) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*8}) / (\text{sum}(\text{Pbomb}(1,1:8)*10^{-6})) - ((0.912*0.1*Pnom*10^{-6}) / (\text{Peol}(1,8)*10^{-6})) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*9}) / (\text{sum}(\text{Pbomb}(1,1:9)*10^{-6})) - ((0.912*0.1*Pnom*10^{-6}) / (\text{Peol}(1,9)*10^{-6})) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*10}) / (\text{sum}(\text{Pbomb}(1,1:10)*10^{-6})) - ((0.912*0.1*Pnom*10^{-6}) / (\text{Peol}(1,10)*10^{-6})) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*11}) / (\text{sum}(\text{Pbomb}(1,1:11)*10^{-6})) - ((0.912*0.1*Pnom*10^{-6}) / (\text{Peol}(1,11)*10^{-6})) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*12}) / (\text{sum}(\text{Pbomb}(1,1:12)*10^{-6})) - ((0.912*0.1*Pnom*10^{-6}) / (\text{Peol}(1,12)*10^{-6})) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*13}) / (\text{sum}(\text{Pbomb}(1,1:13)*10^{-6})) - ((0.912*0.1*Pnom*10^{-6}) / (\text{Peol}(1,13)*10^{-6})) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*14}) / (\text{sum}(\text{Pbomb}(1,1:14)*10^{-6})) - ((0.912*0.1*Pnom*10^{-6}) / (\text{Peol}(1,14)*10^{-6})) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6*15}) / (\text{sum}(\text{Pbomb}(1,1:15)*10^{-6})) - ((0.912*0.1*Pnom*10^{-6}) / (\text{Peol}(1,15)*10^{-6})) \quad ((5*0.1*Phidrica*10^{-6})$$

```

6*16)/(sum(Pbomb(1,1:16)*10^-6))-((0.912*0.1*Pnom*10^-
6)/(Peol(1,16)*10^-6)) ((5*0.1*Phidrica*10^-
6*17)/(sum(Pbomb(1,1:17)*10^-6))-((0.912*0.1*Pnom*10^-
6)/(Peol(1,17)*10^-6)) ((5*0.1*Phidrica*10^-
6*18)/(sum(Pbomb(1,1:18)*10^-6))-((0.912*0.1*Pnom*10^-
6)/(Peol(1,18)*10^-6)) ((5*0.1*Phidrica*10^-
6*19)/(sum(Pbomb(1,1:19)*10^-6))-((0.912*0.1*Pnom*10^-
6)/(Peol(1,19)*10^-6)) ((5*0.1*Phidrica*10^-
6*20)/(sum(Pbomb(1,1:20)*10^-6))-((0.912*0.1*Pnom*10^-
6)/(Peol(1,20)*10^-6)) ((5*0.1*Phidrica*10^-
6*21)/(sum(Pbomb(1,1:21)*10^-6))-((0.912*0.1*Pnom*10^-
6)/(Peol(1,21)*10^-6)) ((5*0.1*Phidrica*10^-
6*22)/(sum(Pbomb(1,1:22)*10^-6))-((0.912*0.1*Pnom*10^-
6)/(Peol(1,22)*10^-6)) ((5*0.1*Phidrica*10^-
6*23)/(sum(Pbomb(1,1:23)*10^-6))-((0.912*0.1*Pnom*10^-
6)/(Peol(1,23)*10^-6)) ((5*0.1*Phidrica*10^-
6*24)/(sum(Pbomb(1,1:24)*10^-6))-((0.912*0.1*Pnom*10^-
6)/(Peol(1,24)*10^-6))];

```

Ciclo de verificação se o aerogerador de 2,5 MW está a injetar na rede da ilha (quando o custo de bombear é superior ao de turbinar) ou se está a bombear (situação contrária) [€]

```

if Custo_MW_Bombeado<Custo_MW_Hidrica
Potencia_Eolica=(Peole)*10^-6
else Potencia_Eolica=(Peole+Peol)*10^-6
end

```

Limite máximo da soma das potências dos vários aerogeradores (N80 de 2.5 MW e três E33 de 330 kW)

```

Peole=min(Peole,3490000);

```

A Potência disponível pelas *Flywheels* é constante, pelo que se repete para as 24 horas

```

Potencia_Flywheels=ones(1,24)*Pflywheels*10^-6;

```

A Potência disponível dos geradores é considerada constante, uma vez que se considera que não existe variação nos depósitos de combustível

```

Potencia_Geradores=ones(1,24)*Pger*10^-6;

```

Custo total da Potência Produzida [€]

Custo total da produção é o valor unitário da energia pela potência disponível [€]

É considerado o somatório porque os reais custos são o somatórios de todas as horas do dia, a matriz custos foi considerada inversa para que as variáveis `preco_producao` assumissem a forma [1,24]

```

Preco_Producao_Hidrica=sum(Custo_MW_Hidrica'*Potencia_Hidrica);

```

```

Preco_Producao_Eolica=sum(Custo_MW_Eolica'*Potencia_Eolica);

```

```

Preco_Producao_Fotovoltaico=[sum(Custo_MW_Fotovoltaico(1,1:1:6) '*Potencia_Fotovoltaico(1,1:1:6))
sum(Custo_MW_Fotovoltaico(1,7:1:17) '*Potencia_Fotovoltaico(1,7:1:17))

```

```
sum(Custo_MW_Fotovoltaico(1,18:1:24)'*Potencia_Fotovoltaico(1,18:1:24)
)];
```

```
Preco_Bombear_Hidrica=sum(Custo_MW_Bombeado'*Peol);
```

```
Preco_Producao_Flywheels=sum(Custo_MW_Flywheels'*Potencia_Flywheels);
```

```
Preco_Producao_Geradores=sum(Custo_MW_Geradores'*Potencia_Geradores);
```

Restrições de valor máximo, ou seja, potência máxima disponível em cada uma das fontes (5 variáveis pelas 24 horas, obtém-se 120 variáveis) (matriz 120x120)

```
A1 =eye(120)
```

Potências máximas disponíveis (matriz 5x24)

```
b1
```

```
=[Potencia_Hidrica;Potencia_Eolica;Potencia_Flywheels;Potencia_Geradores;Potencia_Fotovoltaico]
```

Restrição indicativa que o conjunto das potências tem de ser igual aos consumos.(matriz 24x120)

```
Aeq1=[ones(1,5) zeros(1,115);zeros(1,5) ones(1,5)
zeros(1,110);zeros(1,10) ones(1,5) zeros(1,105); zeros(1,15) ones(1,5)
zeros(1,100);zeros(1,20) ones(1,5) zeros(1,95);zeros(1,25) ones(1,5)
zeros(1,90);zeros(1,30) ones(1,5) zeros(1,85); zeros(1,35) ones(1,5)
zeros(1,80);
zeros(1,40) ones(1,5) zeros(1,75); zeros(1,45) ones(1,5)
zeros(1,70);zeros(1,50) ones(1,5) zeros(1,65); zeros(1,55) ones(1,5)
zeros(1,60);zeros(1,60) ones(1,5) zeros(1,55);zeros(1,65) ones(1,5)
zeros(1,50);zeros(1,70) ones(1,5) zeros(1,45); zeros(1,75) ones(1,5)
zeros(1,40);
zeros(1,80) ones(1,5) zeros(1,35);zeros(1,85) ones(1,5)
zeros(1,30);zeros(1,90) ones(1,5) zeros(1,25); zeros(1,95) ones(1,5)
zeros(1,20);zeros(1,100) ones(1,5) zeros(1,15);zeros(1,105) ones(1,5)
zeros(1,10);zeros(1,110) ones(1,5) zeros(1,5); zeros(1,115) ones(1,5)]
```

Carga na rede à hora que se pretende analisar (matriz 1x24)

```
beq1=CConsumo(1,1:24);
```

Limites mínimos de produção de cada fonte. De salientar que a energia proveniente dos geradores tem de ser pelo menos 33% da potência total para assegurar a continuidade do fornecimento de energia.

```
lb=[0 0 0 (0.33*CConsumo(1,1)) 0 0 0 0 (0.33*CConsumo(1,2)) 0 0 0
0 (0.33*CConsumo(1,3)) 0 0 0 0 (0.33*CConsumo(1,4)) 0 0 0 0
(0.33*CConsumo(1,5)) 0 0 0 0 (0.33*CConsumo(1,6)) 0 0 0 0
(0.33*CConsumo(1,7)) 0 0 0 0 (0.33*CConsumo(1,8)) 0 0 0 0
(0.33*CConsumo(1,9)) 0 0 0 0 (0.33*CConsumo(1,10)) 0 0 0 0
(0.33*CConsumo(1,11)) 0 0 0 0 (0.33*CConsumo(1,12)) 0 0 0 0
(0.33*CConsumo(1,13)) 0 0 0 0 (0.33*CConsumo(1,14)) 0 0 0 0
(0.33*CConsumo(1,15)) 0 0 0 0 (0.33*CConsumo(1,16)) 0 0 0 0
(0.33*CConsumo(1,17)) 0 0 0 0 (0.33*CConsumo(1,18)) 0 0 0 0
(0.33*CConsumo(1,19)) 0 0 0 0 (0.33*CConsumo(1,20)) 0 0 0 0
(0.33*CConsumo(1,21)) 0 0 0 0 (0.33*CConsumo(1,22)) 0 0 0 0
(0.33*CConsumo(1,23)) 0 0 0 0 (0.33*CConsumo(1,24)) 0];
```

Função objetivo

```
[x,~,~,output]=ga(@funobj_so_fun,120,A1,b1,Aeq1,beq1,lb,[],[],[]);
```

Potências disponíveis obtidas pela função objetivo para os sistemas Hídrico(PH), Diesel (PD), flywheels (PFL), fotovoltaico (PF), eólico(PE) e a soma Diesel+flywheels(PG) para análise em software matpower

```
PH=[x(1) x(6) x(11) x(16) x(21) x(26) x(31) x(36) x(41) x(46)
x(51) x(56) x(61) x(66) x(71) x(76) x(81) x(86) x(91) x(96) x(101)
x(106) x(111) x(116)];
```

```
PD=[x(4) x(9) x(14) x(19) x(24) x(29) x(34) x(39) x(44) x(49)
x(54) x(59) x(64) x(69) x(74) x(79) x(84) x(89) x(94) x(99) x(104)
x(109) x(114) x(119)];
```

```
PFL=[x(3) x(8) x(13) x(18) x(23) x(28) x(33) x(38) x(43) x(48)
x(53) x(58) x(63) x(68) x(73) x(78) x(83) x(88) x(93) x(98) x(103)
x(108) x(113) x(118)];
```

```
PG=[x(3)+x(4) x(8)+x(9) x(13)+x(14) x(18)+x(19) x(23)+x(24)
x(28)+x(29) x(33)+x(34) x(38)+x(39) x(43)+x(44) x(48)+x(49)
x(53)+x(54) x(58)+x(59) x(63)+x(64) x(68)+x(69) x(73)+x(74)
x(78)+x(79) x(83)+x(84) x(88)+x(89) x(93)+x(94) x(98)+x(99)
x(103)+x(104) x(108)+x(109) x(113)+x(114) x(118)+x(119)];
```

```
PF=[x(5) x(10) x(15) x(20) x(25) x(30) x(35) x(40) x(45) x(50)
x(55) x(60) x(65) x(70) x(75) x(80) x(85) x(90) x(95) x(100) x(105)
x(110) x(115) x(120)];
```

```
PE=[x(2) x(7) x(12) x(17) x(22) x(27) x(32) x(37) x(42) x(47)
x(52) x(57) x(62) x(67) x(72) x(77) x(82) x(87) x(92) x(97) x(102)
x(107) x(112) x(117)];
```

```
clc
```

Após obter os valores de potência de cada fonte com base na potência disponível, é necessário utilizar estes dados para alterar as fontes de energia dinâmicas, que se modificam conforme o armazenamento do recurso (neste caso será apenas a hídrica).

Não foi considerado armazenamento eólico e fotovoltaico, além de que foi pressuposto que os Geradores e as *Flywheels* disporiam sempre da potencia máxima.

Assim alteram-se os valores da potência hídrica disponível e da capacidade da barragem para obter dados de potência reais. Considera-se, desta forma que a capacidade da albufeira vai influenciar os custos e a potência disponível, com base nas cotas definidas

Caudal turbinado com base na Potência hídrica disponível obtida pela função objetivo [m³/s]

```
Qturb=( (PH(1,hora) ) * (10^6) ./ (Dagua*Grav*Halt*N1) )
```

Capacidade real da albufeira com base no caudal bombeado (independente da última função objetivo, uma vez que a potência disponível depende do aerogerador de 2.5MW que a alimenta) e turbinado (dependente da potência hídrica disponível obtida pela função objetivo) [m³]

```
U=[Umax+((Qbomb(1,1))-Qturb(1,1))*3600)
Umax+(sum(Qbomb(1,1:2))-(sum(Qturb(1,1:2)))*3600)
Umax+(sum(Qbomb(1,1:3))-(sum(Qturb(1,1:3)))*3600)
Umax+(sum(Qbomb(1,1:4))-sum(Qturb(1,1:4)))*3600)
Umax+(sum(Qbomb(1,1:5))-sum(Qturb(1,1:5)))*3600)
Umax+(sum(Qbomb(1,1:6))-sum(Qturb(1,1:6)))*3600)
Umax+(sum(Qbomb(1,1:7))-sum(Qturb(1,1:7)))*3600)
Umax+(sum(Qbomb(1,1:8))-sum(Qturb(1,1:8)))*3600)
Umax+(sum(Qbomb(1,1:9))-sum(Qturb(1,1:9)))*3600)
Umax+(sum(Qbomb(1,1:10))-sum(Qturb(1,1:10)))*3600)
Umax+(sum(Qbomb(1,1:11))-sum(Qturb(1,1:11)))*3600)
Umax+(sum(Qbomb(1,1:12))-sum(Qturb(1,1:12)))*3600)
Umax+(sum(Qbomb(1,1:13))-sum(Qturb(1,1:13)))*3600)
Umax+(sum(Qbomb(1,1:14))-sum(Qturb(1,1:14)))*3600)
```

```

Umax+( (sum(Qbomb(1,1:15))-sum(Qturb(1,1:15)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:16))-sum(Qturb(1,1:16)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:17))-sum(Qturb(1,1:17)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:18))-sum(Qturb(1,1:18)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:19))-sum(Qturb(1,1:19)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:20))-sum(Qturb(1,1:20)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:21))-sum(Qturb(1,1:21)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:22))-sum(Qturb(1,1:22)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:23))-sum(Qturb(1,1:23)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:24))-sum(Qturb(1,1:24)))*3600) ];

```

Cota mínima e máxima da albufeira

```
Qturb(find(U<=(0.7*Umax)))=0;
```

```
Qbomb(find(U>=(Umax)))=0;
```

Potência disponível para turbinar com base na Potência Real obtida pela função objetivo [m3/s]

```
Pturb=Qturb*Dagua*Grav*Halt*N1;
```

```
Potencia_Hidrica=Pturb*10^-6;
```

Capacidade real da albufeira com base no caudal bombeado e turbinado e nas cotas das albufeiras [m³]

```

U=[Umax+( (Qbomb(1,1))-(Qturb(1,1)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:2)))-(sum(Qturb(1,1:2)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:3)))-(sum(Qturb(1,1:3)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:4)))-(sum(Qturb(1,1:4)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:5)))-(sum(Qturb(1,1:5)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:6)))-(sum(Qturb(1,1:6)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:7)))-(sum(Qturb(1,1:7)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:8)))-(sum(Qturb(1,1:8)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:9)))-(sum(Qturb(1,1:9)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:10)))-(sum(Qturb(1,1:10)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:11)))-(sum(Qturb(1,1:11)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:12)))-(sum(Qturb(1,1:12)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:13)))-(sum(Qturb(1,1:13)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:14)))-(sum(Qturb(1,1:14)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:15)))-(sum(Qturb(1,1:15)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:16)))-(sum(Qturb(1,1:16)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:17)))-(sum(Qturb(1,1:17)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:18)))-(sum(Qturb(1,1:18)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:19)))-(sum(Qturb(1,1:19)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:20)))-(sum(Qturb(1,1:20)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:21)))-(sum(Qturb(1,1:21)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:22)))-(sum(Qturb(1,1:22)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:23)))-(sum(Qturb(1,1:23)))*3600)
Umax+( (sum(Qbomb(1,1:24)))-(sum(Qturb(1,1:24)))*3600) ];

```

Custo por MW da produção hídrica (alterado com base nas reais capacidades da albufeira)

```

Custo_MW_Hidrica=[(Umax/(U(1,1)))*((5*0.1*Phidrica*10^-
6)/(Pturb(1,1)*10^-6)) ((Umax/(U(1,2)))*((5*0.1*Phidrica*10^-
6*2)/(sum(Pturb(1,1:2))*10^-6)) (Umax/U(1,3))*((5*0.1*Phidrica*10^-
6*3)/(sum(Pturb(1,1:3))*10^-6)) (Umax/U(1,4))*((5*0.1*Phidrica*10^-
6*4)/(sum(Pturb(1,1:4))*10^-6)) (Umax/U(1,5))*((5*0.1*Phidrica*10^-
6*5)/(sum(Pturb(1,1:5))*10^-6)) (Umax/U(1,6))*((5*0.1*Phidrica*10^-
6*6)/(sum(Pturb(1,1:6))*10^-6)) (Umax/U(1,7))*((5*0.1*Phidrica*10^-
6*7)/(sum(Pturb(1,1:7))*10^-6)) (Umax/U(1,8))*((5*0.1*Phidrica*10^-
6*8)/(sum(Pturb(1,1:8))*10^-6)) (Umax/U(1,9))*((5*0.1*Phidrica*10^-

```

```

6*9)/((sum(Pturb(1,1:9)))*10^-6) (Umax/U(1,10))*((5*0.1*Phidrica*10^-
6*10)/((sum(Pturb(1,1:10)))*10^-6)
(Umax/U(1,11))*((5*0.1*Phidrica*10^-6*11)/((sum(Pturb(1,1:11)))*10^-
6)) (Umax/U(1,12))*((5*0.1*Phidrica*10^-
6*12)/((sum(Pturb(1,1:12)))*10^-6)
(Umax/U(1,13))*((5*0.1*Phidrica*10^-6*13)/((sum(Pturb(1,1:13)))*10^-
6)) (Umax/U(1,14))*((5*0.1*Phidrica*10^-
6*14)/((sum(Pturb(1,1:14)))*10^-6)
(Umax/U(1,15))*((5*0.1*Phidrica*10^-6*15)/((sum(Pturb(1,1:15)))*10^-
6)) (Umax/U(1,16))*((5*0.1*Phidrica*10^-
6*16)/((sum(Pturb(1,1:16)))*10^-6)
(Umax/U(1,17))*((5*0.1*Phidrica*10^-6*17)/((sum(Pturb(1,1:17)))*10^-
6)) (Umax/U(1,18))*((5*0.1*Phidrica*10^-
6*18)/((sum(Pturb(1,1:18)))*10^-6)
(Umax/U(1,19))*((5*0.1*Phidrica*10^-6*19)/((sum(Pturb(1,1:19)))*10^-
6)) (Umax/U(1,20))*((5*0.1*Phidrica*10^-
6*20)/((sum(Pturb(1,1:20)))*10^-6)
(Umax/U(1,21))*((5*0.1*Phidrica*10^-6*21)/((sum(Pturb(1,1:21)))*10^-
6)) (Umax/U(1,22))*((5*0.1*Phidrica*10^-
6*22)/((sum(Pturb(1,1:22)))*10^-6)
(Umax/U(1,23))*((5*0.1*Phidrica*10^-6*23)/((sum(Pturb(1,1:23)))*10^-
6)) (Umax/U(1,24))*((5*0.1*Phidrica*10^-
6*24)/((sum(Pturb(1,1:24)))*10^-6)];

```

Ciclo de verificação se o aerogerador de 2,5 MW está a injetar na rede da ilha (quando o custo de bombear é superior ao de turbinar) ou se está a bombear (situação contrária) [€]

```

if Custo_MW_Bombeado<Custo_MW_Hidrica

Potencia_Eolica=(Peole)*10^-6

else Potencia_Eolica=(Peole+Peol)*10^-6

end

```

Limite máximo da soma das potências dos vários aerogeradores (N80 de 2.5 MW e três E33 de 330 kW)

```

Peole=min(Peole, 3490000);

```

Preço da produção hídrica (alterado)

```

Preco_Producao_Hidrica=sum(Custo_MW_Hidrica'*Potencia_Hidrica);

Preco_Producao_Hidrica=Custo_MW_Hidrica*Potencia_Hidrica;

```

Potências máximas disponíveis alteradas (matriz 5x24)

```

b1
=[Potencia_Hidrica;Potencia_Eolica;Potencia_Flywheels;Potencia_Gerador
es;Potencia_Fotovoltaico]

```

Função objetivo real, considerando o custo da hídrica com base na capacidade da albufeira

```

[x,~,~,output]=ga(@funobj_so_fun,120,A1,b1,Aeq1,beq1,lb,[],[],[]);

```

Potências disponíveis obtidas pela função objetivo para os sistemas Hídrico(PH), Diesel (PD), flywheels (PFL), fotovoltaico (PF), eólico(PE) e a soma Diesel+flywheels(PG) para análise em software matpower

```
PH=[x(1) x(6) x(11) x(16) x(21) x(26) x(31) x(36) x(41) x(46)
x(51) x(56) x(61) x(66) x(71) x(76) x(81) x(86) x(91) x(96) x(101)
x(106) x(111) x(116)];
```

```
PD=[x(4) x(9) x(14) x(19) x(24) x(29) x(34) x(39) x(44) x(49)
x(54) x(59) x(64) x(69) x(74) x(79) x(84) x(89) x(94) x(99) x(104)
x(109) x(114) x(119)];
```

```
PFL=[x(3) x(8) x(13) x(18) x(23) x(28) x(33) x(38) x(43) x(48)
x(53) x(58) x(63) x(68) x(73) x(78) x(83) x(88) x(93) x(98) x(103)
x(108) x(113) x(118)];
```

```
PG=[x(3)+x(4) x(8)+x(9) x(13)+x(14) x(18)+x(19) x(23)+x(24)
x(28)+x(29) x(33)+x(34) x(38)+x(39) x(43)+x(44) x(48)+x(49)
x(53)+x(54) x(58)+x(59) x(63)+x(64) x(68)+x(69) x(73)+x(74)
x(78)+x(79) x(83)+x(84) x(88)+x(89) x(93)+x(94) x(98)+x(99)
x(103)+x(104) x(108)+x(109) x(113)+x(114) x(118)+x(119)];
```

```
PF=[x(5) x(10) x(15) x(20) x(25) x(30) x(35) x(40) x(45) x(50)
x(55) x(60) x(65) x(70) x(75) x(80) x(85) x(90) x(95) x(100) x(105)
x(110) x(115) x(120)];
```

```
PE=[x(2) x(7) x(12) x(17) x(22) x(27) x(32) x(37) x(42) x(47)
x(52) x(57) x(62) x(67) x(72) x(77) x(82) x(87) x(92) x(97) x(102)
x(107) x(112) x(117)];
```

Para melhor se visualizar como se efetua a divisão entre bombagem e turbinagem hídrica, é necessário um gráfico de caudais

```
figure
plot(hora,Qturb,'-',hora,Qbomb,'-')
grid
title('Caudal turbinado vs bombeado')
xlabel('h(hora)')
ylabel('Q(m3/s)')
legend('Qturbinado','Qbombeado')
```

Comparação de custos por unidade de potência das várias fontes

```
figure
plot(hora,Custo_MW_Hidrica,'-',hora,Custo_MW_Bombeado,'-
',hora,Custo_MW_Eolica,'-',hora,Custo_MW_Flywheels,'-
',hora,Custo_MW_Geradores,'-',hora,Custo_MW_Fotovoltaico,'-')
grid
title('Variações horárias do custo por MW de energia produzida')
xlabel('Hora(h)')
ylabel('Custo(€)')
axis([0 24 0 3])

legend('Custo_MW_Hidrica','Custo_MW_Bombeado','Custo_MW_Eolica','Custo
_MW_Flywheels','Custo_MW_Geradores','Custo_MW_Fotovoltaico')
zoom
```

Produção das várias fontes

```
figure
axis([0 24 0 2500000])
plot(hora,PH,'y-',hora,PE,'c-',hora,PFL,'g-',hora,PD,'m-
',hora,PF,'k-')

grid
title('Variações horárias das produções')
```

```
    xlabel('h(hora)')
    ylabel('P(MW)')
    legend('Produção Hídrica','Produção Eólica','Produção
Flywheels','Produção Grupo Geradores','Produções do sistema
fotovoltaico')
    zoom
```

Trânsito de potências com base nas características dos barramentos
definidos no programa 'Barr24'

```
    runpf('Barr24')
```

```
end
```

```
end
```

Anexo 4 - Script Matlab da função objetivo

Função objetivo chamada pelo script do anexo 3

```
function [ fun ] = funobj_so_fun(x)
```

Definição das variáveis comuns aos vários programas

```
global Custo_MW_Hidrica Custo_MW_Eolica Custo_MW_Flywheels  
Custo_MW_Geradores Custo_MW_Fotovoltaico Pturb Qturb Qturbmax Dados hora Ph  
Qbomb Phidrica Preco_Bombear_Hidrica Preco_Producao_Hidrica Pbomb U Umax;
```

Função objetivo

A função objetivo tem por base os custos obtidos e a potência necessária para colmatar a carga na rede. Caso a análise seja horária pode-se considerar a função como:

```
fun =  
((Custo_MW_Hidrica*(x(1)))+(Custo_MW_Eolica*(x(2)))+(Custo_MW_Flywheels*(x(3)))+(Custo_MW_Gera  
dores*(x(4)))+(Custo_MW_Fotovoltaico*(x(5))));
```

Outra forma é definir uma variável custos onde se englobem as cinco fontes existentes, o que permite a análise horária (utilizada neste programa). Para as 24 horas, a variável engloba as 120 variáveis (24x5)

```
custos=[Custo_MW_Hidrica Custo_MW_Eolica Custo_MW_Flywheels  
Custo_MW_Geradores Custo_MW_Fotovoltaico] ;
```

Função objetivo (produção com base nos custos)

```
fun = x*custos';
```

Definição de capacidade máxima da albufeiras

Variáveis para obtenção do volume e autonomia

```
Profun=10 ; Profundidade da albufeira [m]  
  
CompAlbu=200 ; Comprimento da albufeira [m]  
  
Autonomia=60*60*24*2 ; Autonomia máxima da barragem considerada de 2 dias [s]  
  
Umax=Qturbmax*Autonomia ; Volume máximo da albufeira [m3]  
  
%  
LargAlbu=Umax/ (Profun*CompAlbu) ; Largura da albufeira [m]  
  
end
```

Anexo 5 - Script Matlab dos barramentos definidos

Definição da função que analisa o trânsito de potências na rede reduzida definida

```
function mpc = Barr
```

Definição das variáveis comuns aos vários programas

```
global x hora CConsumo;
```

Potências disponíveis obtidas pela função objetivo para os sistemas Hídrico(PH), Diesel (PD), flywheels (PFL), fotovoltaico (PF), eólico(PE) e a soma *Diesel+flywheels*(PG)

```
PH=x(1);
PE=x(2);
PG=x(3)+x(4);
PF=x(5);
```

Versão de análise em software MATPOWER (optou-se por manter a versão utilizada nos exemplos fornecidos pelo programa - Case Format : Version 2)

```
mpc.version = '2';
```

Potência de base da rede (como o somatório das cargas e produções são 10 MVA, optou-se por utilizar este valor)

```
mpc.baseMVA = 10;
```

Dados dos barramentos definidos (bus data)

A potência ativa foi obtida a partir dos valores máximos de potência ativa disponível em cada barramento. Tomou-se por base os transformadores existentes e a respetiva percentagem do total afeta a cada barramento (Tabela 21).

A potência reativa foi estimada a partir dos valores máximos de potência reativa disponível em cada barramento em função da potência ativa injetada. Tomou-se por base os transformadores existentes e a respetiva percentagem do total afeta a cada barramento.

O coeficiente de potência (0,5) foi determinado pelos dados dos coeficientes presentes na EDA (Quociente= $\cos^{-1}(P/S)$). Como a carga tem por base a potência ativa, para saber a reativa é necessário saber que o CConsumo já é 88% da potência aparente, logo $P_{aparente}=1$ $P_{activa}=.88$ $P_{reactiva}=P_{activa}*.55$ (para melhor perceção observar ponto 3.8 da dissertação).

Variáveis (por ordem de aparecimento)

bus_i - Número do barramento	
type - Tipo(1 - Carga, 2 - Produção e 3 - Referência)	
Pd - Potência ativa	[MW]
Qd - Potência reativa	[MVA]
Gs - Condutância(manteve-se o valor 0 dos exemplos)	[MW necessários com V=1.0p.u]
Bs - Susceptância(manteve-se o valor 0 dos exemplos)	[MVA injetados com V=1.0p.u]
area - Área	
Vm - Magnitude de Tensão (manteve-se o valor 1 dos exemplos)	[p.u.]
Va - Ângulo de tensão(manteve-se o valor 0 dos exemplos)	[°]
baseKV - Tensão base	[KV]
zone - Perdas locais(manteve-se o valor 0 dos exemplos)	
Vmax - Tensão Máxima	[p.u.]
Vmin - Tensão Mínima	[p.u.]

```
bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
```

```
mpc.bus = [
    1 3 CConsumo(1,hora)*0.09 CConsumo(1,hora)*0.09*0.55 0 0 1
    1 0 10 1 1.1 0.9; Barramento referência sistema geradores diesel+flywheels
```

```

2 1 CConsumo(1,hora)*0.12 CConsumo(1,hora)*0.04*0.55 0 0 1
1 0 6 1 1.1 0.9;
3 2 CConsumo(1,hora)*0.04 CConsumo(1,hora)*0.21*0.55 0 0 1
1 0 10 1 1.1 0.9; Sistema fotovoltaico (0.25 MW)
4 1 CConsumo(1,hora)*0.04 CConsumo(1,hora)*0.21*0.55 0 0 1
1 0 10 1 1.1 0.9;
5 1 CConsumo(1,hora)*0.04 CConsumo(1,hora)*0.02*0.55 0 0 1
1 0 10 1 1.1 0.9;
6 2 CConsumo(1,hora)*0.03 CConsumo(1,hora)*0.03*0.55 0 0 1
1 0 10 1 1.1 0.9; Sistema hídrico/eólico (2 MW)
7 1 CConsumo(1,hora)*0.06 CConsumo(1,hora)*0.04*0.55 0 0 1
1 0 10 1 1.1 0.9;
8 2 CConsumo(1,hora)*0.02 CConsumo(1,hora)*0.02*0.55 0 0 1
1 0 10 1 1.1 0.9; Sistema fotovoltaico (0.25 MW)
9 1 CConsumo(1,hora)*0.04 CConsumo(1,hora)*0.03*0.55 0 0 1
1 0 10 1 1.1 0.9;
10 1 CConsumo(1,hora)*0.01 CConsumo(1,hora)*0.01*0.55 0 0 1
1 0 10 1 1.1 0.9;
11 1 CConsumo(1,hora)*0.24 CConsumo(1,hora)*0.17*0.55 0 0 1
1 0 10 1 1.1 0.9;
12 2 CConsumo(1,hora)*0.06 CConsumo(1,hora)*0.01*0.55 0 0 1
1 0 10 1 1.1 0.9; Sistema eólico (0,9 MW)
13 2 CConsumo(1,hora)*0.21 CConsumo(1,hora)*0.12*0.55 0 0 1
1 0 10 1 1.1 0.9; Sistema fotovoltaico (0.5 MW)
];

```

Dados dos sistemas de produção (data generator)

Variáveis (por ordem de aparecimento)

bus - Número do barramento	
Pg - Potência ativa produzida	[MW]
Qg - Potência reativa produzida	[MVar]
Qmax - Potência reativa máxima	[MVar]
Qmin - Potência reativa mínima	[MVar]
Vg - Magnitude de Tensão (manteve-se o valor 1 dos exemplos)	[p.u.]
mBase - Potência reativa base	[p.u.]
status - Sistema em serviço ou não	
Pmax - Potência ativa máxima	[MW]
Pmin - Potência ativa mínima	[MW]

As restantes variáveis das características limites das produções foram mantidas como presentes nos exemplos Matpower analisados

bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	status	Pmax	Pmin	Pc1	Pc2	Qc1min	Qc1max	Qc2min	Qc2max
ramp_agc	ramp_10	ramp_30	ramp_q	apf											

mpc.gen = [

```

1 PG 0 2 -2 1 10 1 270 10 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0; Geradores+flywheels (2 MW+ 1 MW)
3 PF/4 0 2 -2 1 10 1 270 10 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0; Sistema fotovoltaico (0,25 MW)
6 PH 0 2 -2 1 10 1 270 10 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0; Sistema hídrico/eólico (2 MW)
8 PF/4 0 2 -2 1 10 1 270 10 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0; Sistema fotovoltaico (0,25 MW)
12 PE 0 2 -2 1 10 1 270 10 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0; Sistema eólico (0.9 MW)
13 PF/2 0 2 -2 1 10 1 270 10 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0; Sistema fotovoltaico (0,5 MW)
];

```

Dados dos ramais (branch data)

Variáveis (por ordem de aparecimento)

f - Número do barramento de saída

t - Número do barramento de entrada

r - Resistência

[p.u.]

x - Reactância

[p.u.]

b - Susceptância

[p.u.]

As restantes variáveis das características dos barramentos foram mantidas como presentes nos exemplos Matpower analisados

fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status	angmin	angmax
------	------	---	---	---	-------	-------	-------	-------	-------	--------	--------	--------

mpc.branch = [

1	4	0.108594003	0.103626003	0.0000008046	6.9	6.9	6.9	1	0	1		
-360	360;											
2	1	0.086138889	0.02198	0.0000189272	6.9	6.9	6.9	1	0	1		
-360	360;											
3	4	0.060330002	0.057570002	0.000000447	6.9	6.9	6.9	1	0	1		
-360	360;											
4	5	0.120660004	0.115140003	0.000000894	6.9	6.9	6.9	1	0	1		
-360	360;											
5	6	0.168924005	0.161196004	0.0000012516	6.9	6.9	6.9	1	0	1		
-360	360;											
6	7	0.229254007	0.218766006	0.0000016986	6.9	6.9	6.9	1	0	1		
-360	360;											
7	9	0.249364007	0.237956006	0.0000018476	6.9	6.9	6.9	1	0	1		
-360	360;											
8	7	0.136748004	0.130492003	0.0000010132	6.9	6.9	6.9	1	0	1		
-360	360;											
9	11	0.273496008	0.260984007	0.0000020264	6.9	6.9	6.9	1	0	1		
-360	360;											
10	9	0.10055	0.09595	0.000000745	6.9	6.9	6.9	1	0	1		
-360	360;											
11	1	0.148814004	0.142006004	0.0000011026	6.9	6.9	6.9	1	0	1		
-360	360;											
12	11	0.072904002	0.051376001	0.0000003757	6.9	6.9	6.9	1	0	1		
-360	360;											
13	1	0.130617002	0.025346002	0.0000193223	6.9	6.9	6.9	1	0	1		
-360	360;											

];

Anexo 6 - Trânsito de Potências em *Matpower* para as 18 h do Modelo

MATPOWER Version 4.1, 14-Dec-2011 -- AC Power Flow (Newton)

Newton's method power flow converged in 4 iterations.

Converged in 0.01 seconds

System Summary

How many?	How much?	P (MW)	Q (MVar)	
Buses	13	Total Gen Capacity	1620.0	-12.0 to 12.0
Generators	6	On-line Capacity	1620.0	-12.0 to 12.0
Committed Gens	6	Generation (actual)	3.1	1.7
Loads	13	Load	2.9	1.6
Fixed	13	Fixed	2.9	1.6
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	-0.0	0.0
Branches	13	Losses (I ² * Z)	0.19	0.05
Transformers	13	Branch Charging (inj)	-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1	Minimum		Maximum
Voltage Magnitude	0.993 p.u. @ bus 10	1.000 p.u. @ bus 1		
Voltage Angle	-2.78 deg @ bus 13	0.76 deg @ bus 6		
P Losses (I ² *R)	-	0.17 MW @ line 13-1		
Q Losses (I ² *X)	-	0.03 MVar @ line 13-1		

Bus Data

Bus #	Voltage Mag(pu)	Angle(deg)	Generation P (MW)	Generation Q (MVar)	Load P (MW)	Load Q (MVar)
1	1.000	0.000*	1.54	-2.97	0.26	0.15
2	0.997	-0.013	-	-	0.35	0.06
3	1.000	-0.145	0.00	0.77	0.12	0.34
4	0.998	0.043	-	-	0.12	0.34
5	0.998	0.311	-	-	0.12	0.03
6	1.000	0.762	0.71	-0.32	0.09	0.05
7	0.997	0.112	-	-	0.18	0.06
8	1.000	-0.174	0.00	0.34	0.06	0.03
9	0.993	0.072	-	-	0.12	0.05
10	0.993	0.065	-	-	0.03	0.02
11	0.995	0.148	-	-	0.70	0.27
12	1.000	0.337	0.85	0.04	0.18	0.02
13	1.000	-2.780	0.01	3.79	0.62	0.19
Total:			3.12	1.66	2.93	1.61

Branch Data

Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	From Bus Q (MVar)	To Bus P (MW)	To Bus Q (MVar)	Loss P (MW)	Loss Q (MVar)
1	1	4	0.05	0.12	-0.05	-0.12	0.000	0.00
2	2	1	-0.35	-0.06	0.35	0.06	0.001	0.00
3	3	4	-0.11	0.44	0.11	-0.43	0.001	0.00
4	4	5	-0.18	0.22	0.18	-0.21	0.001	0.00
5	5	6	-0.30	0.18	0.30	-0.18	0.002	0.00
6	6	7	0.32	-0.19	-0.32	0.19	0.003	0.00
7	7	9	0.09	0.06	-0.09	-0.06	0.000	0.00
8	8	7	-0.05	0.31	0.06	-0.31	0.001	0.00
9	9	11	-0.06	-0.01	0.06	0.01	0.000	0.00
10	10	9	-0.03	-0.02	0.03	0.02	0.000	0.00
11	11	1	-0.09	-0.26	0.09	0.26	0.001	0.00
12	12	11	0.68	0.03	-0.67	-0.02	0.003	0.00
13	13	1	-0.61	3.60	0.78	-3.56	0.174	0.03
Total:					0.189	0.05		

Anexo 7 - Trânsito de Potência em *Matpower* para Todo o Dia do Modelo

Optimization terminated: stall generations limit exceeded.

MATPOWER Version 4.1, 14-Dec-2011 -- AC Power Flow (Newton)

Newton's method power flow converged in 4 iterations.

Converged in 0.06 seconds

| System Summary |

How many?	How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses 312	Total Gen Capacity	38880.0	-288.0 to 288.0
Generators 144	On-line Capacity	38880.0	-288.0 to 288.0
Committed Gens 144	Generation (actual)	60.0	32.7
Loads 312	Load	55.8	30.7
Fixed 312	Fixed	55.8	30.7
Dispatchable 0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts 0	Shunt (inj)	-0.0	0.0
Branches 312	Losses ($I^2 * Z$)	4.24	2.06
Transformers 312	Branch Charging (inj)	-	0.0
Inter-ties 0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas 1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.991 p.u. @ bus 16	1.000 p.u. @ bus 1
Voltage Angle	-2.85 deg @ bus 260	9.25 deg @ bus 292
P Losses ($I^2 * R$)	-	0.18 MW @ line 260-248
Q Losses ($I^2 * X$)	-	0.07 MVar @ line 292-293

| Bus Data |

Bus #	Voltage Mag(pu)	Angle(deg)	Generation P (MW)	Generation Q (MVar)	Load P (MW)	Load Q (MVar)
1	1.000	0.000*	1.07	-2.25	0.22	0.12
2	0.997	-0.010	-	-	0.29	0.05
3	1.000	0.459	0.00	0.65	0.10	0.28
4	0.998	0.621	-	-	0.10	0.28
5	0.998	1.507	-	-	0.10	0.03
6	1.000	2.810	1.40	-1.08	0.07	0.04
7	0.997	1.439	-	-	0.14	0.05
8	1.000	1.198	0.00	0.29	0.05	0.03
9	0.995	0.503	-	-	0.10	0.04
10	0.994	0.497	-	-	0.02	0.01
11	0.997	-0.427	-	-	0.57	0.22
12	1.000	-0.742	0.10	0.74	0.14	0.01
13	1.000	-2.239	0.00	3.05	0.50	0.16
14	1.000	0.000*	1.04	-1.71	0.21	0.12
15	0.997	-0.010	0.00	-0.00	0.28	0.05
16	0.991	0.989	-	-	0.09	0.27
17	0.994	0.925	-	-	0.09	0.27
18	0.995	1.703	-	-	0.09	0.03
19	1.000	2.848	1.40	-0.91	0.07	0.04
20	0.997	1.474	-	-	0.14	0.05
21	1.000	1.237	0.00	0.28	0.05	0.03
22	0.995	0.523	-	-	0.09	0.04
23	0.994	0.518	-	-	0.02	0.01
24	0.997	-0.424	-	-	0.56	0.22
25	1.000	-0.744	0.09	0.74	0.14	0.01
26	1.000	-2.189	0.00	2.98	0.49	0.15
27	1.000	0.000*	0.87	-1.90	0.19	0.11
28	0.998	-0.009	-	-	0.26	0.05
29	1.000	0.524	0.00	0.58	0.09	0.25
30	0.999	0.669	-	-	0.09	0.25
31	0.998	1.589	-	-	0.09	0.02
32	1.000	2.932	1.40	-1.11	0.06	0.04
33	0.998	1.565	-	-	0.13	0.05
34	1.000	1.350	0.00	0.26	0.04	0.02

35	0.995	0.574	-	-	0.09	0.04
36	0.995	0.569	-	-	0.02	0.01
37	0.997	-0.428	-	-	0.51	0.20
38	1.000	-0.770	0.01	0.75	0.13	0.01
39	1.000	-1.964	0.00	2.68	0.45	0.14
40	1.000	0.000*	0.88	-1.91	0.19	0.11
41	0.998	-0.009	-	-	0.26	0.05
42	1.000	0.523	0.00	0.58	0.09	0.25
43	0.999	0.668	-	-	0.09	0.25
44	0.998	1.587	-	-	0.09	0.02
45	1.000	2.929	1.40	-1.11	0.06	0.04
46	0.998	1.563	-	-	0.13	0.05
47	1.000	1.347	0.00	0.26	0.04	0.02
48	0.995	0.572	-	-	0.09	0.04
49	0.995	0.567	-	-	0.02	0.01
50	0.997	-0.428	-	-	0.51	0.20
51	1.000	-0.769	0.02	0.75	0.13	0.01
52	1.000	-1.969	0.00	2.68	0.45	0.14
53	1.000	0.000*	0.86	-1.87	0.19	0.10
54	0.998	-0.009	-	-	0.25	0.05
55	1.000	0.529	0.00	0.58	0.08	0.24
56	0.999	0.672	-	-	0.08	0.24
57	0.998	1.595	-	-	0.08	0.02
58	1.000	2.941	1.40	-1.12	0.06	0.03
59	0.998	1.575	-	-	0.13	0.05
60	1.000	1.362	0.00	0.25	0.04	0.02
61	0.995	0.579	-	-	0.08	0.03
62	0.995	0.574	-	-	0.02	0.01
63	0.997	-0.428	-	-	0.51	0.20
64	1.000	-0.772	0.01	0.75	0.13	0.01
65	1.000	-1.942	0.00	2.65	0.44	0.14
66	1.000	0.000*	0.82	-1.80	0.18	0.10
67	0.998	-0.009	-	-	0.25	0.04
68	1.000	0.523	0.00	0.56	0.08	0.24
69	0.999	0.662	-	-	0.08	0.24
70	0.998	1.569	-	-	0.08	0.02
71	1.000	2.890	1.37	-1.10	0.06	0.03
72	0.998	1.553	-	-	0.12	0.04
73	1.000	1.346	0.00	0.25	0.04	0.02
74	0.995	0.573	-	-	0.08	0.03
75	0.995	0.569	-	-	0.02	0.01
76	0.997	-0.418	-	-	0.49	0.19
77	1.000	-0.757	0.00	0.73	0.12	0.01
78	1.000	-1.877	0.00	2.56	0.43	0.13
79	1.000	0.000*	0.84	-1.84	0.19	0.10
80	0.998	-0.009	-	-	0.25	0.05
81	1.000	0.531	0.00	0.57	0.08	0.24
82	0.999	0.672	-	-	0.08	0.24
83	0.998	1.593	-	-	0.08	0.02
84	1.000	2.935	1.39	-1.11	0.06	0.03
85	0.998	1.576	-	-	0.12	0.05
86	1.000	1.366	0.00	0.25	0.04	0.02
87	0.995	0.581	-	-	0.08	0.03
88	0.995	0.577	-	-	0.02	0.01
89	0.997	-0.425	-	-	0.50	0.19
90	1.000	-0.770	0.00	0.75	0.12	0.01
91	1.000	-1.911	0.00	2.61	0.44	0.14
92	1.000	0.000*	0.75	-1.66	0.17	0.09
93	0.998	-0.008	-	-	0.23	0.04
94	1.000	0.489	0.00	0.52	0.08	0.22
95	0.999	0.618	-	-	0.08	0.22
96	0.998	1.463	-	-	0.08	0.02
97	1.000	2.694	1.27	-1.02	0.06	0.03
98	0.998	1.450	-	-	0.11	0.04
99	1.000	1.259	0.00	0.23	0.04	0.02
100	0.996	0.538	-	-	0.08	0.03
101	0.995	0.533	-	-	0.02	0.01
102	0.997	-0.386	-	-	0.46	0.18
103	1.000	-0.701	0.00	0.68	0.11	0.01
104	1.000	-1.734	0.00	2.36	0.40	0.13
105	1.000	0.000*	0.77	-1.69	0.17	0.10
106	0.998	-0.008	-	-	0.23	0.04
107	1.000	0.496	0.00	0.53	0.08	0.22
108	0.999	0.627	-	-	0.08	0.22
109	0.998	1.483	-	-	0.08	0.02
110	1.000	2.731	1.29	-1.04	0.06	0.03
111	0.998	1.469	-	-	0.12	0.04

112	1.000	1.275	0.00	0.23	0.04	0.02
113	0.996	0.544	-	-	0.08	0.03
114	0.995	0.540	-	-	0.02	0.01
115	0.997	-0.392	-	-	0.46	0.18
116	1.000	-0.711	0.00	0.69	0.12	0.01
117	1.000	-1.761	0.00	2.40	0.41	0.13
118	1.000	0.000*	0.88	-1.89	0.19	0.11
119	0.998	-0.009	-	-	0.26	0.05
120	1.000	0.525	0.00	0.59	0.09	0.25
121	0.999	0.669	-	-	0.09	0.25
122	0.998	1.587	-	-	0.09	0.02
123	1.000	2.927	1.40	-1.11	0.06	0.04
124	0.998	1.562	-	-	0.13	0.05
125	1.000	1.350	0.00	0.26	0.04	0.02
126	0.995	0.567	-	-	0.09	0.04
127	0.995	0.562	-	-	0.02	0.01
128	0.997	-0.437	-	-	0.52	0.20
129	1.000	-0.782	0.02	0.76	0.13	0.01
130	1.000	-1.955	0.01	2.67	0.45	0.14
131	1.000	0.000*	0.93	-1.94	0.20	0.11
132	0.998	-0.010	-	-	0.27	0.05
133	1.000	0.516	0.01	0.60	0.09	0.26
134	0.999	0.662	-	-	0.09	0.26
135	0.998	1.571	-	-	0.09	0.02
136	1.000	2.901	1.40	-1.10	0.07	0.04
137	0.997	1.537	-	-	0.13	0.05
138	1.000	1.324	0.01	0.26	0.04	0.02
139	0.995	0.548	-	-	0.09	0.04
140	0.995	0.543	-	-	0.02	0.01
141	0.997	-0.446	-	-	0.54	0.21
142	1.000	-0.790	0.03	0.76	0.13	0.01
143	1.000	-1.991	0.02	2.72	0.47	0.15
144	1.000	0.000*	0.94	-1.95	0.20	0.11
145	0.998	-0.010	-	-	0.27	0.05
146	1.000	0.514	0.01	0.60	0.09	0.26
147	0.999	0.660	-	-	0.09	0.26
148	0.998	1.568	-	-	0.09	0.02
149	1.000	2.896	1.40	-1.10	0.07	0.04
150	0.997	1.531	-	-	0.13	0.05
151	1.000	1.319	0.01	0.26	0.04	0.02
152	0.995	0.544	-	-	0.09	0.04
153	0.995	0.539	-	-	0.02	0.01
154	0.997	-0.448	-	-	0.54	0.21
155	1.000	-0.792	0.04	0.76	0.13	0.01
156	1.000	-1.999	0.02	2.73	0.47	0.15
157	1.000	0.000*	0.91	-1.92	0.20	0.11
158	0.998	-0.009	-	-	0.26	0.05
159	1.000	0.519	0.01	0.60	0.09	0.25
160	0.999	0.664	-	-	0.09	0.25
161	0.998	1.577	-	-	0.09	0.02
162	1.000	2.910	1.40	-1.10	0.07	0.04
163	0.997	1.546	-	-	0.13	0.05
164	1.000	1.333	0.01	0.26	0.04	0.02
165	0.995	0.555	-	-	0.09	0.04
166	0.995	0.550	-	-	0.02	0.01
167	0.997	-0.443	-	-	0.53	0.21
168	1.000	-0.787	0.03	0.76	0.13	0.01
169	1.000	-1.978	0.01	2.70	0.46	0.15
170	1.000	0.000*	0.84	-1.84	0.19	0.10
171	0.998	-0.009	-	-	0.25	0.05
172	1.000	0.531	0.00	0.57	0.08	0.24
173	0.999	0.673	-	-	0.08	0.24
174	0.998	1.594	-	-	0.08	0.02
175	1.000	2.936	1.39	-1.11	0.06	0.03
176	0.998	1.577	-	-	0.12	0.05
177	1.000	1.367	0.00	0.25	0.04	0.02
178	0.995	0.582	-	-	0.08	0.03
179	0.995	0.577	-	-	0.02	0.01
180	0.997	-0.426	-	-	0.50	0.19
181	1.000	-0.770	0.00	0.75	0.12	0.01
182	1.000	-1.912	0.00	2.61	0.44	0.14
183	1.000	0.000*	0.97	-1.99	0.19	0.11
184	0.998	-0.009	-	-	0.26	0.05
185	1.000	0.490	0.00	0.59	0.09	0.25
186	0.999	0.633	-	-	0.09	0.25
187	0.998	1.510	-	-	0.09	0.02
188	1.000	2.792	1.40	-1.11	0.06	0.04

189	0.998	1.343	-	-	0.13	0.05
190	1.000	1.136	0.00	0.25	0.04	0.02
191	0.996	0.248	-	-	0.09	0.04
192	0.995	0.124	-	-	0.02	0.01
193	0.997	-0.543	-	-	0.52	0.20
194	1.000	-0.884	0.02	0.75	0.13	0.01
195	1.000	-1.956	0.01	2.67	0.45	0.14
196	1.000	0.000*	0.80	-1.76	0.18	0.10
197	0.998	-0.009	-	-	0.24	0.04
198	1.000	0.513	0.00	0.55	0.08	0.23
199	0.999	0.649	-	-	0.08	0.23
200	0.998	1.535	-	-	0.08	0.02
201	1.000	2.828	1.34	-1.07	0.06	0.03
202	0.998	1.520	-	-	0.12	0.04
203	1.000	1.319	0.00	0.24	0.04	0.02
204	0.995	0.562	-	-	0.08	0.03
205	0.995	0.557	-	-	0.02	0.01
206	0.997	-0.408	-	-	0.48	0.19
207	1.000	-0.739	0.00	0.72	0.12	0.01
208	1.000	-1.832	0.00	2.50	0.42	0.13
209	1.000	0.000*	0.87	-1.88	0.19	0.11
210	0.998	-0.009	-	-	0.26	0.05
211	1.000	0.527	0.00	0.58	0.09	0.25
212	0.999	0.671	-	-	0.09	0.25
213	0.998	1.590	-	-	0.09	0.02
214	1.000	2.932	1.40	-1.11	0.06	0.04
215	0.998	1.567	-	-	0.13	0.05
216	1.000	1.355	0.00	0.25	0.04	0.02
217	0.995	0.571	-	-	0.09	0.04
218	0.995	0.566	-	-	0.02	0.01
219	0.997	-0.435	-	-	0.51	0.20
220	1.000	-0.780	0.01	0.75	0.13	0.01
221	1.000	-1.948	0.01	2.66	0.45	0.14
222	1.000	0.000*	1.47	-2.94	0.26	0.15
223	0.997	-0.013	-	-	0.35	0.06
224	1.000	0.336	0.00	0.79	0.12	0.34
225	0.998	0.529	-	-	0.12	0.34
226	0.998	1.348	-	-	0.12	0.03
227	1.000	2.570	1.40	-1.00	0.09	0.05
228	0.997	1.191	-	-	0.18	0.06
229	1.000	0.904	0.00	0.35	0.06	0.03
230	0.993	0.359	-	-	0.12	0.05
231	0.993	0.352	-	-	0.03	0.02
232	0.996	-0.435	-	-	0.70	0.27
233	1.000	-0.701	0.27	0.72	0.18	0.02
234	1.000	-2.782	0.01	3.79	0.62	0.19
235	1.000	0.000*	1.48	-2.98	0.26	0.14
236	0.997	-0.013	-	-	0.35	0.06
237	1.000	0.331	0.00	0.79	0.12	0.34
238	0.998	0.526	-	-	0.12	0.34
239	0.998	1.345	-	-	0.12	0.03
240	1.000	2.567	1.40	-1.01	0.09	0.05
241	0.997	1.186	-	-	0.18	0.06
242	1.000	0.894	0.00	0.35	0.06	0.03
243	0.993	0.361	-	-	0.12	0.05
244	0.993	0.354	-	-	0.03	0.02
245	0.996	-0.426	-	-	0.70	0.27
246	1.000	-0.688	0.28	0.71	0.18	0.02
247	1.000	-2.810	0.00	3.83	0.61	0.19
248	1.000	0.000*	1.50	-3.02	0.27	0.15
249	0.997	-0.013	-	-	0.35	0.06
250	1.000	0.323	0.00	0.80	0.12	0.34
251	0.998	0.520	-	-	0.12	0.34
252	0.998	1.335	-	-	0.12	0.03
253	1.000	2.552	1.40	-1.00	0.09	0.05
254	0.997	1.171	-	-	0.18	0.06
255	1.000	0.875	0.00	0.35	0.06	0.03
256	0.993	0.352	-	-	0.12	0.05
257	0.993	0.345	-	-	0.03	0.02
258	0.996	-0.426	-	-	0.71	0.28
259	1.000	-0.685	0.29	0.71	0.18	0.02
260	1.000	-2.846	0.00	3.88	0.62	0.19
261	1.000	0.000*	1.35	-2.75	0.25	0.14
262	0.997	-0.012	-	-	0.33	0.06
263	1.000	0.370	0.00	0.75	0.11	0.32
264	0.998	0.555	-	-	0.11	0.32
265	0.998	1.394	-	-	0.11	0.03

266	1.000	2.640	1.40	-1.03	0.08	0.05
267	0.997	1.263	-	-	0.17	0.06
268	1.000	0.986	0.00	0.33	0.06	0.03
269	0.994	0.404	-	-	0.11	0.05
270	0.993	0.398	-	-	0.03	0.02
271	0.996	-0.426	-	-	0.66	0.26
272	1.000	-0.704	0.22	0.72	0.17	0.02
273	1.000	-2.633	0.00	3.59	0.58	0.18
274	1.000	0.000*	1.26	-2.59	0.24	0.13
275	0.997	-0.011	-	-	0.32	0.06
276	1.000	0.398	0.00	0.72	0.11	0.31
277	0.998	0.576	-	-	0.11	0.31
278	0.998	1.430	-	-	0.11	0.03
279	1.000	2.695	1.40	-1.04	0.08	0.04
280	0.997	1.319	-	-	0.16	0.06
281	1.000	1.054	0.00	0.32	0.05	0.03
282	0.994	0.436	-	-	0.11	0.04
283	0.994	0.429	-	-	0.03	0.01
284	0.996	-0.427	-	-	0.63	0.25
285	1.000	-0.716	0.19	0.72	0.16	0.01
286	1.000	-2.505	0.00	3.41	0.56	0.17
287	1.000	0.000*	1.35	-2.66	0.25	0.14
288	0.997	-0.012	-	-	0.33	0.06
289	1.000	-0.376	0.00	0.82	0.11	0.32
290	0.998	-0.166	-	-	0.11	0.32
291	0.996	-0.075	-	-	0.11	0.03
292	1.000	9.248	1.40	-1.08	0.08	0.05
293	0.996	6.106	-	-	0.16	0.06
294	1.000	5.768	0.00	0.41	0.05	0.03
295	0.992	3.421	-	-	0.11	0.05
296	0.992	3.414	-	-	0.03	0.02
297	0.996	0.586	-	-	0.65	0.26
298	1.000	0.275	0.21	0.79	0.16	0.02
299	1.000	-2.598	0.00	3.54	0.57	0.18
300	1.000	0.000*	1.17	-2.42	0.23	0.12
301	0.997	-0.011	-	-	0.30	0.06
302	1.000	0.428	0.00	0.68	0.10	0.29
303	0.998	0.598	-	-	0.10	0.29
304	0.998	1.468	-	-	0.10	0.03
305	1.000	2.751	1.40	-1.06	0.08	0.04
306	0.997	1.378	-	-	0.15	0.06
307	1.000	1.124	0.00	0.30	0.05	0.03
308	0.994	0.469	-	-	0.10	0.04
309	0.994	0.463	-	-	0.03	0.01
310	0.996	-0.427	-	-	0.61	0.24
311	1.000	-0.729	0.14	0.73	0.15	0.01
312	1.000	-2.373	0.00	3.23	0.53	0.17

Total:	59.99	32.71	55.76	30.67		

Branch Data									
Brnch #	From Bus	To Bus	From P (MW)	From Q (MVar)	Injection P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	To Bus Q (MVar)	Loss (I ² * Z)
1	1	4	-0.42	0.60	0.42	-0.59	0.006	0.01	
2	2	1	-0.29	-0.05	0.29	0.05	0.001	0.00	
3	3	4	-0.10	0.38	0.10	-0.37	0.001	0.00	
4	4	5	-0.62	0.69	0.63	-0.68	0.010	0.01	
5	5	6	-0.72	0.65	0.74	-0.64	0.016	0.02	
6	6	7	0.59	-0.48	-0.58	0.49	0.013	0.01	
7	7	9	0.38	-0.28	-0.38	0.29	0.006	0.01	
8	8	7	-0.05	0.26	0.05	-0.26	0.001	0.00	
9	9	11	0.26	-0.34	-0.25	0.35	0.005	0.00	
10	10	9	-0.02	-0.01	0.02	0.01	0.000	0.00	
11	11	1	-0.37	0.15	0.37	-0.15	0.002	0.00	
12	12	11	-0.04	0.72	0.05	-0.72	0.004	0.00	
13	13	1	-0.50	2.89	0.62	-2.87	0.113	0.02	
14	14	17	-0.42	1.07	0.44	-1.06	0.014	0.01	
15	15	14	-0.28	-0.05	0.28	0.05	0.001	0.00	
16	16	17	-0.09	-0.27	0.09	0.27	0.001	0.00	
17	17	18	-0.63	0.52	0.63	-0.51	0.008	0.01	
18	18	19	-0.73	0.48	0.74	-0.47	0.013	0.01	
19	19	20	0.59	-0.48	-0.58	0.49	0.013	0.01	
20	20	22	0.39	-0.29	-0.38	0.30	0.006	0.01	
21	21	20	-0.05	0.26	0.05	-0.26	0.001	0.00	

22	22	24	0.26	-0.35	-0.26	0.35	0.005	0.01
23	23	22	-0.02	-0.01	0.02	0.01	0.000	0.00
24	24	14	-0.36	0.15	0.37	-0.15	0.002	0.00
25	25	24	-0.05	0.72	0.06	-0.72	0.004	0.00
26	26	14	-0.49	2.83	0.60	-2.81	0.108	0.02
27	27	30	-0.46	0.63	0.47	-0.62	0.007	0.01
28	28	27	-0.26	-0.05	0.26	0.05	0.001	0.00
29	29	30	-0.09	0.34	0.09	-0.34	0.001	0.00
30	30	31	-0.64	0.71	0.65	-0.70	0.011	0.01
31	31	32	-0.74	0.68	0.76	-0.66	0.017	0.02
32	32	33	0.58	-0.48	-0.57	0.50	0.013	0.01
33	33	35	0.40	-0.31	-0.39	0.32	0.006	0.01
34	34	33	-0.04	0.23	0.04	-0.23	0.001	0.00
35	35	37	0.28	-0.36	-0.28	0.37	0.006	0.01
36	36	35	-0.02	-0.01	0.02	0.01	0.000	0.00
37	37	27	-0.35	0.16	0.35	-0.16	0.002	0.00
38	38	37	-0.11	0.74	0.12	-0.73	0.004	0.00
39	39	27	-0.45	2.54	0.53	-2.52	0.087	0.02
40	40	43	-0.46	0.63	0.47	-0.62	0.007	0.01
41	41	40	-0.26	-0.05	0.26	0.05	0.001	0.00
42	42	43	-0.09	0.34	0.09	-0.34	0.001	0.00
43	43	44	-0.64	0.71	0.65	-0.70	0.011	0.01
44	44	45	-0.74	0.68	0.75	-0.66	0.017	0.02
45	45	46	0.58	-0.48	-0.57	0.50	0.013	0.01
46	46	48	0.40	-0.31	-0.39	0.32	0.006	0.01
47	47	46	-0.04	0.23	0.04	-0.23	0.001	0.00
48	48	50	0.28	-0.36	-0.28	0.37	0.006	0.01
49	49	48	-0.02	-0.01	0.02	0.01	0.000	0.00
50	50	40	-0.35	0.16	0.35	-0.16	0.002	0.00
51	51	50	-0.11	0.74	0.12	-0.73	0.004	0.00
52	52	40	-0.45	2.54	0.54	-2.53	0.087	0.02
53	53	56	-0.47	0.63	0.47	-0.63	0.007	0.01
54	54	53	-0.25	-0.05	0.25	0.05	0.001	0.00
55	55	56	-0.08	0.33	0.09	-0.33	0.001	0.00
56	56	57	-0.64	0.72	0.65	-0.71	0.011	0.01
57	57	58	-0.74	0.68	0.76	-0.67	0.017	0.02
58	58	59	0.58	-0.48	-0.57	0.50	0.013	0.01
59	59	61	0.40	-0.31	-0.39	0.32	0.006	0.01
60	60	59	-0.04	0.23	0.04	-0.23	0.001	0.00
61	61	63	0.29	-0.37	-0.28	0.37	0.006	0.01
62	62	61	-0.02	-0.01	0.02	0.01	0.000	0.00
63	63	53	-0.35	0.17	0.35	-0.16	0.002	0.00
64	64	63	-0.12	0.74	0.12	-0.73	0.004	0.00
65	65	53	-0.44	2.51	0.53	-2.49	0.085	0.02
66	66	69	-0.46	0.62	0.47	-0.62	0.007	0.01
67	67	66	-0.25	-0.04	0.25	0.04	0.001	0.00
68	68	69	-0.08	0.32	0.08	-0.32	0.001	0.00
69	69	70	-0.63	0.70	0.64	-0.69	0.011	0.01
70	70	71	-0.73	0.67	0.74	-0.65	0.017	0.02
71	71	72	0.57	-0.47	-0.55	0.49	0.013	0.01
72	72	74	0.39	-0.31	-0.38	0.31	0.006	0.01
73	73	72	-0.04	0.22	0.04	-0.22	0.001	0.00
74	74	76	0.28	-0.36	-0.28	0.36	0.006	0.01
75	75	74	-0.02	-0.01	0.02	0.01	0.000	0.00
76	76	66	-0.34	0.16	0.34	-0.16	0.002	0.00
77	77	76	-0.12	0.72	0.13	-0.72	0.004	0.00
78	78	66	-0.43	2.42	0.51	-2.41	0.079	0.02
79	79	82	-0.47	0.63	0.48	-0.63	0.007	0.01
80	80	79	-0.25	-0.05	0.25	0.05	0.001	0.00
81	81	82	-0.08	0.33	0.08	-0.33	0.001	0.00
82	82	83	-0.64	0.71	0.65	-0.70	0.011	0.01
83	83	84	-0.74	0.68	0.75	-0.66	0.017	0.02
84	84	85	0.58	-0.48	-0.56	0.49	0.013	0.01
85	85	87	0.40	-0.31	-0.39	0.32	0.006	0.01
86	86	85	-0.04	0.23	0.04	-0.23	0.001	0.00
87	87	89	0.29	-0.36	-0.28	0.37	0.006	0.01
88	88	87	-0.02	-0.01	0.02	0.01	0.000	0.00
89	89	79	-0.35	0.17	0.35	-0.16	0.002	0.00
90	90	89	-0.12	0.73	0.13	-0.73	0.004	0.00
91	91	79	-0.44	2.47	0.52	-2.45	0.082	0.02
92	92	95	-0.43	0.58	0.44	-0.58	0.006	0.01
93	93	92	-0.23	-0.04	0.23	0.04	0.000	0.00
94	94	95	-0.08	0.30	0.08	-0.30	0.001	0.00
95	95	96	-0.59	0.65	0.60	-0.65	0.009	0.01
96	96	97	-0.68	0.62	0.69	-0.61	0.014	0.01
97	97	98	0.53	-0.44	-0.52	0.45	0.011	0.01
98	98	100	0.36	-0.29	-0.36	0.29	0.005	0.01

99	99	98	-0.04	0.21	0.04	-0.21	0.001	0.00
100	100	102	0.26	-0.33	-0.26	0.34	0.005	0.00
101	101	100	-0.02	-0.01	0.02	0.01	0.000	0.00
102	102	92	-0.32	0.15	0.32	-0.15	0.002	0.00
103	103	102	-0.11	0.67	0.12	-0.67	0.003	0.00
104	104	92	-0.40	2.24	0.47	-2.23	0.068	0.01
105	105	108	-0.44	0.59	0.44	-0.58	0.006	0.01
106	106	105	-0.23	-0.04	0.23	0.04	0.000	0.00
107	107	108	-0.08	0.30	0.08	-0.30	0.001	0.00
108	108	109	-0.60	0.66	0.61	-0.65	0.010	0.01
109	109	110	-0.69	0.63	0.70	-0.62	0.015	0.01
110	110	111	0.53	-0.45	-0.52	0.46	0.011	0.01
111	111	113	0.37	-0.29	-0.36	0.30	0.006	0.01
112	112	111	-0.04	0.21	0.04	-0.21	0.001	0.00
113	113	115	0.27	-0.34	-0.26	0.34	0.005	0.00
114	114	113	-0.02	-0.01	0.02	0.01	0.000	0.00
115	115	105	-0.32	0.15	0.32	-0.15	0.002	0.00
116	116	115	-0.12	0.68	0.12	-0.68	0.003	0.00
117	117	105	-0.41	2.27	0.47	-2.26	0.070	0.01
118	118	121	-0.46	0.63	0.47	-0.63	0.007	0.01
119	119	118	-0.26	-0.05	0.26	0.05	0.001	0.00
120	120	121	-0.08	0.34	0.08	-0.34	0.001	0.00
121	121	122	-0.64	0.71	0.65	-0.70	0.011	0.01
122	122	123	-0.74	0.68	0.75	-0.66	0.017	0.02
123	123	124	0.58	-0.48	-0.57	0.49	0.013	0.01
124	124	126	0.40	-0.31	-0.39	0.32	0.006	0.01
125	125	124	-0.04	0.23	0.04	-0.23	0.001	0.00
126	126	128	0.28	-0.36	-0.28	0.37	0.006	0.01
127	127	126	-0.02	-0.01	0.02	0.01	0.000	0.00
128	128	118	-0.36	0.17	0.36	-0.17	0.002	0.00
129	129	128	-0.11	0.74	0.12	-0.74	0.004	0.00
130	130	118	-0.45	2.53	0.53	-2.51	0.086	0.02
131	131	134	-0.46	0.63	0.46	-0.62	0.007	0.01
132	132	131	-0.27	-0.05	0.27	0.05	0.001	0.00
133	133	134	-0.08	0.34	0.08	-0.34	0.001	0.00
134	134	135	-0.63	0.71	0.64	-0.70	0.011	0.01
135	135	136	-0.73	0.67	0.75	-0.66	0.017	0.02
136	136	137	0.58	-0.48	-0.57	0.49	0.013	0.01
137	137	139	0.40	-0.31	-0.39	0.31	0.006	0.01
138	138	137	-0.04	0.24	0.04	-0.23	0.001	0.00
139	139	141	0.28	-0.36	-0.27	0.37	0.006	0.01
140	140	139	-0.02	-0.01	0.02	0.01	0.000	0.00
141	141	131	-0.37	0.17	0.37	-0.17	0.002	0.00
142	142	141	-0.10	0.75	0.11	-0.75	0.004	0.00
143	143	131	-0.45	2.57	0.54	-2.56	0.089	0.02
144	144	147	-0.45	0.63	0.46	-0.62	0.006	0.01
145	145	144	-0.27	-0.05	0.27	0.05	0.001	0.00
146	146	147	-0.08	0.35	0.08	-0.34	0.001	0.00
147	147	148	-0.63	0.70	0.64	-0.69	0.011	0.01
148	148	149	-0.73	0.67	0.75	-0.65	0.017	0.02
149	149	150	0.58	-0.48	-0.57	0.49	0.013	0.01
150	150	152	0.40	-0.31	-0.39	0.31	0.006	0.01
151	151	150	-0.04	0.24	0.04	-0.24	0.001	0.00
152	152	154	0.28	-0.36	-0.27	0.37	0.006	0.01
153	153	152	-0.02	-0.01	0.02	0.01	0.000	0.00
154	154	144	-0.37	0.17	0.37	-0.17	0.002	0.00
155	155	154	-0.10	0.75	0.10	-0.75	0.004	0.00
156	156	144	-0.45	2.58	0.54	-2.56	0.090	0.02
157	157	160	-0.46	0.63	0.47	-0.62	0.007	0.01
158	158	157	-0.26	-0.05	0.27	0.05	0.001	0.00
159	159	160	-0.08	0.34	0.08	-0.34	0.001	0.00
160	160	161	-0.64	0.71	0.65	-0.70	0.011	0.01
161	161	162	-0.74	0.67	0.75	-0.66	0.017	0.02
162	162	163	0.58	-0.48	-0.57	0.49	0.013	0.01
163	163	165	0.40	-0.31	-0.39	0.31	0.006	0.01
164	164	163	-0.04	0.23	0.04	-0.23	0.001	0.00
165	165	167	0.28	-0.36	-0.28	0.37	0.006	0.01
166	166	165	-0.02	-0.01	0.02	0.01	0.000	0.00
167	167	157	-0.36	0.17	0.37	-0.17	0.002	0.00
168	168	167	-0.11	0.75	0.11	-0.74	0.004	0.00
169	169	157	-0.45	2.56	0.54	-2.54	0.088	0.02
170	170	173	-0.47	0.63	0.48	-0.63	0.007	0.01
171	171	170	-0.25	-0.05	0.25	0.05	0.001	0.00
172	172	173	-0.08	0.33	0.08	-0.33	0.001	0.00
173	173	174	-0.64	0.71	0.65	-0.70	0.011	0.01
174	174	175	-0.74	0.68	0.75	-0.66	0.017	0.02
175	175	176	0.58	-0.48	-0.56	0.49	0.013	0.01

176	176	178	0.40	-0.31	-0.39	0.32	0.006	0.01
177	177	176	-0.04	0.23	0.04	-0.23	0.001	0.00
178	178	180	0.29	-0.36	-0.28	0.37	0.006	0.01
179	179	178	-0.02	-0.01	0.02	0.01	0.000	0.00
180	180	170	-0.35	0.17	0.35	-0.16	0.002	0.00
181	181	180	-0.12	0.73	0.13	-0.73	0.004	0.00
182	182	170	-0.44	2.47	0.52	-2.45	0.082	0.02
183	183	186	-0.44	0.60	0.44	-0.59	0.006	0.01
184	184	183	-0.26	-0.05	0.26	0.05	0.001	0.00
185	185	186	-0.08	0.34	0.08	-0.33	0.001	0.00
186	186	187	-0.61	0.68	0.62	-0.67	0.010	0.01
187	187	188	-0.71	0.65	0.72	-0.63	0.016	0.01
188	188	189	0.61	-0.52	-0.60	0.53	0.015	0.01
189	189	191	0.43	-0.35	-0.42	0.36	0.008	0.01
190	190	189	-0.04	0.23	0.04	-0.23	0.001	0.00
191	191	193	0.22	-0.29	-0.22	0.29	0.004	0.00
192	192	191	-0.11	0.11	0.11	-0.11	0.000	0.00
193	193	183	-0.42	0.24	0.42	-0.23	0.003	0.00
194	194	193	-0.11	0.73	0.12	-0.73	0.004	0.00
195	195	183	-0.45	2.53	0.53	-2.51	0.086	0.02
196	196	199	-0.45	0.61	0.46	-0.60	0.006	0.01
197	197	196	-0.24	-0.04	0.24	0.04	0.001	0.00
198	198	199	-0.08	0.32	0.08	-0.32	0.001	0.00
199	199	200	-0.62	0.69	0.63	-0.68	0.010	0.01
200	200	201	-0.71	0.66	0.73	-0.64	0.016	0.02
201	201	202	0.55	-0.46	-0.54	0.48	0.012	0.01
202	202	204	0.38	-0.30	-0.38	0.31	0.006	0.01
203	203	202	-0.04	0.22	0.04	-0.22	0.001	0.00
204	204	206	0.28	-0.35	-0.27	0.36	0.006	0.01
205	205	204	-0.02	-0.01	0.02	0.01	0.000	0.00
206	206	196	-0.33	0.16	0.34	-0.16	0.002	0.00
207	207	206	-0.12	0.71	0.12	-0.70	0.004	0.00
208	208	196	-0.42	2.37	0.50	-2.35	0.075	0.01
209	209	212	-0.47	0.63	0.47	-0.63	0.007	0.01
210	210	209	-0.26	-0.05	0.26	0.05	0.001	0.00
211	211	212	-0.08	0.34	0.08	-0.34	0.001	0.00
212	212	213	-0.64	0.71	0.65	-0.70	0.011	0.01
213	213	214	-0.74	0.68	0.76	-0.66	0.017	0.02
214	214	215	0.58	-0.48	-0.57	0.50	0.013	0.01
215	215	217	0.40	-0.31	-0.39	0.32	0.006	0.01
216	216	215	-0.04	0.23	0.04	-0.23	0.001	0.00
217	217	219	0.28	-0.36	-0.28	0.37	0.006	0.01
218	218	217	-0.02	-0.01	0.02	0.01	0.000	0.00
219	219	209	-0.36	0.17	0.36	-0.17	0.002	0.00
220	220	219	-0.12	0.74	0.12	-0.74	0.004	0.00
221	221	209	-0.44	2.52	0.53	-2.50	0.085	0.02
222	222	225	-0.33	0.53	0.33	-0.53	0.004	0.00
223	223	222	-0.35	-0.06	0.35	0.06	0.001	0.00
224	224	225	-0.11	0.45	0.11	-0.45	0.001	0.00
225	225	226	-0.57	0.64	0.58	-0.63	0.009	0.01
226	226	227	-0.69	0.60	0.71	-0.58	0.014	0.01
227	227	228	0.60	-0.47	-0.59	0.48	0.013	0.01
228	228	230	0.36	-0.23	-0.35	0.24	0.005	0.00
229	229	228	-0.05	0.31	0.06	-0.31	0.001	0.00
230	230	232	0.21	-0.30	-0.20	0.31	0.004	0.00
231	231	230	-0.03	-0.02	0.03	0.02	0.000	0.00
232	232	222	-0.40	0.12	0.41	-0.12	0.003	0.00
233	233	232	0.10	0.70	-0.09	-0.70	0.004	0.00
234	234	222	-0.61	3.60	0.78	-3.56	0.174	0.03
235	235	238	-0.33	0.53	0.33	-0.53	0.004	0.00
236	236	235	-0.35	-0.06	0.35	0.06	0.001	0.00
237	237	238	-0.12	0.45	0.12	-0.45	0.001	0.00
238	238	239	-0.57	0.64	0.58	-0.63	0.009	0.01
239	239	240	-0.69	0.60	0.71	-0.58	0.014	0.01
240	240	241	0.61	-0.47	-0.59	0.48	0.013	0.01
241	241	243	0.36	-0.23	-0.35	0.24	0.005	0.00
242	242	241	-0.06	0.32	0.06	-0.32	0.001	0.00
243	243	245	0.21	-0.30	-0.20	0.30	0.004	0.00
244	244	243	-0.03	-0.02	0.03	0.02	0.000	0.00
245	245	235	-0.40	0.12	0.40	-0.11	0.003	0.00
246	246	245	0.10	0.70	-0.10	-0.69	0.004	0.00
247	247	235	-0.61	3.63	0.79	-3.60	0.177	0.03
248	248	251	-0.32	0.53	0.33	-0.52	0.004	0.00
249	249	248	-0.35	-0.06	0.36	0.07	0.001	0.00
250	250	251	-0.12	0.46	0.12	-0.45	0.001	0.00
251	251	252	-0.56	0.64	0.57	-0.63	0.009	0.01
252	252	253	-0.69	0.59	0.71	-0.58	0.014	0.01

253	253	254	0.61	-0.47	-0.59	0.48	0.013	0.01
254	254	256	0.36	-0.23	-0.35	0.23	0.004	0.00
255	255	254	-0.06	0.32	0.06	-0.32	0.001	0.00
256	256	258	0.20	-0.30	-0.20	0.30	0.004	0.00
257	257	256	-0.03	-0.02	0.03	0.02	0.000	0.00
258	258	248	-0.40	0.12	0.40	-0.11	0.003	0.00
259	259	258	0.11	0.69	-0.11	-0.69	0.004	0.00
260	260	248	-0.62	3.68	0.80	-3.65	0.182	0.04
261	261	264	-0.36	0.55	0.36	-0.55	0.005	0.00
262	262	261	-0.33	-0.06	0.33	0.06	0.001	0.00
263	263	264	-0.11	0.43	0.11	-0.43	0.001	0.00
264	264	265	-0.58	0.65	0.59	-0.65	0.009	0.01
265	265	266	-0.70	0.61	0.72	-0.60	0.015	0.01
266	266	267	0.60	-0.47	-0.59	0.49	0.013	0.01
267	267	269	0.36	-0.25	-0.36	0.25	0.005	0.00
268	268	267	-0.06	0.30	0.06	-0.30	0.001	0.00
269	269	271	0.22	-0.31	-0.22	0.32	0.004	0.00
270	270	269	-0.03	-0.02	0.03	0.02	0.000	0.00
271	271	261	-0.39	0.13	0.39	-0.12	0.003	0.00
272	272	271	0.06	0.70	-0.06	-0.70	0.004	0.00
273	273	261	-0.58	3.40	0.74	-3.37	0.156	0.03
274	274	277	-0.38	0.57	0.38	-0.56	0.005	0.00
275	275	274	-0.32	-0.06	0.32	0.06	0.001	0.00
276	276	277	-0.11	0.41	0.11	-0.41	0.001	0.00
277	277	278	-0.59	0.67	0.60	-0.66	0.010	0.01
278	278	279	-0.71	0.63	0.72	-0.61	0.015	0.01
279	279	280	0.60	-0.47	-0.58	0.49	0.013	0.01
280	280	282	0.37	-0.26	-0.37	0.26	0.005	0.00
281	281	280	-0.05	0.29	0.05	-0.29	0.001	0.00
282	282	284	0.23	-0.32	-0.23	0.33	0.004	0.00
283	283	282	-0.03	-0.01	0.03	0.01	0.000	0.00
284	284	274	-0.38	0.13	0.38	-0.13	0.002	0.00
285	285	284	0.03	0.71	-0.02	-0.71	0.004	0.00
286	286	274	-0.56	3.24	0.70	-3.21	0.141	0.03
287	287	290	0.24	-0.04	-0.24	0.04	0.001	0.00
288	288	287	-0.33	-0.06	0.33	0.06	0.001	0.00
289	289	290	-0.11	0.50	0.11	-0.50	0.002	0.00
290	290	291	0.02	0.15	-0.02	-0.15	0.000	0.00
291	291	192	-0.09	0.12	0.09	-0.12	0.000	0.00
292	292	293	1.32	-1.12	-1.25	1.19	0.069	0.07
293	293	295	1.03	-0.87	-0.98	0.92	0.046	0.04
294	294	293	-0.05	0.38	0.06	-0.37	0.002	0.00
295	295	297	0.85	-0.98	-0.80	1.02	0.046	0.04
296	296	295	-0.03	-0.02	0.03	0.02	0.000	0.00
297	297	287	0.19	-0.50	-0.19	0.51	0.004	0.00
298	298	297	0.05	0.78	-0.05	-0.78	0.004	0.00
299	299	287	-0.57	3.36	0.72	-3.33	0.152	0.03
300	300	303	-0.40	0.58	0.40	-0.58	0.005	0.01
301	301	300	-0.30	-0.06	0.30	0.06	0.001	0.00
302	302	303	-0.10	0.39	0.10	-0.39	0.001	0.00
303	303	304	-0.60	0.68	0.61	-0.67	0.010	0.01
304	304	305	-0.72	0.64	0.73	-0.62	0.016	0.01
305	305	306	0.59	-0.48	-0.58	0.49	0.013	0.01
306	306	308	0.38	-0.27	-0.37	0.28	0.005	0.01
307	307	306	-0.05	0.27	0.05	-0.27	0.001	0.00
308	308	310	0.25	-0.33	-0.24	0.34	0.005	0.00
309	309	308	-0.03	-0.01	0.03	0.01	0.000	0.00
310	310	300	-0.37	0.14	0.38	-0.14	0.002	0.00
311	311	310	-0.01	0.72	0.01	-0.71	0.004	0.00
312	312	300	-0.53	3.07	0.66	-3.04	0.127	0.02

Total: 4.238 2.06